

Programa de Descomissionamento de Instalações Marítimas

Plataforma P-37

Versão 1

Agosto/2022

Sumário

Lista de Anexos.....	4
Lista de Abreviaturas e Siglas.....	5
I. Resumo Executivo	10
II. Objetivo e Público-Alvo	12
II.1 – Objetivo Geral do Projeto	12
II.2 – Objetivos Específicos do Projeto	13
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-37.....	25
3.1. Poços	28
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	35
3.3. Dutos	42
3.4. Demais Equipamentos do Sistema Submarino	64
3.5. Registros fotográficos, Mapas e Diagramas	67
3.6. Intervenções em poços	67
3.7. Materiais, Resíduos e Rejeitos Presentes nas Instalações.....	68
Rejeitos Radioativos	68
Produtos Químicos	73
3.8. Materiais, Resíduos e Rejeitos Depositados no Leito Marinho	74
Capítulo 4. Caracterização e Avaliação das Alternativas de Descomissionamento	77
4.a) Detalhamento das alternativas de descomissionamento por instalação	77
Dutos Rígidos	77
Dutos Flexíveis.....	77
Equipamentos Submarinos	78
Sistema de Ancoragem.....	80

Plataforma	80
4.b) Estudo de comparação das alternativas de descomissionamento.....	81
Dutos Rígidos	81
Dutos Flexíveis.....	87
Equipamentos Submarinos	87
Sistemas de Ancoragem	95
Plataforma	99
Capítulo 5. Projeto de Descomissionamento de Instalações.....	101
5.1. Poços	101
5.2. Demais instalações	104
Destinação dos Dutos Rígidos.....	104
Destinação das Linhas Flexíveis e Umbilicais.....	105
Destinação dos Risers Associados à plataforma P-37	112
Destinação dos Equipamentos Submarinos	121
Destinação do Sistema de Ancoragem.....	122
Destinação da Plataforma	123
Destinação de Materiais e Resíduos no Leito Marinho.....	126
5.3. Informações Específicas.....	128
5.3.1. Unidades de Produção	128
5.3.2. Procedimentos Operacionais	129
Procedimentos e Análises de Riscos	129
Fase A: Fechamento dos Poços e Parada de Produção.....	130
Fase B: Limpeza dos Dutos do Sistema de Coleta e Gasoduto.....	131
Limpeza dos Dutos do Sistema de Coleta.....	131
Poços Injetores Interligados à P-37	132
Limpeza do Gasoduto de Interligação de P-37 a P-26.....	135
Umbilicais.....	136
Fase C: Desconexões de Dutos e Umbilicais nos Equipamentos Submarinos	136
Fase D: <i>Pull Out</i> e Destinação dos <i>Risers</i>	138
Fase E: Despressurização, Drenagem, Limpeza e Inertização de Equipamentos e Tubulações da Planta de Processamento	143
Fase F: Limpeza dos Tanques de Carga.....	145
Fase G: Tratamento e Destinação dos Efluentes Oleosos	147
Fase H: Remoção e Transporte de Produtos Químicos.....	148
Fase I: Desconexão do Sistema de Ancoragem e Destinação da Plataforma	148

Fase J: Destinação de Materiais, Resíduos e Rejeitos Presentes nas Instalações.....	150
Destinação de Resíduos e Rejeitos Gerados.....	150
Destinação dos Rejeitos Radioativos	150
Destinação da Bioincrustação.....	151
Fase K: Remoção das Sucatas, Pesos Mortos e <i>Skid</i> de Anodos.....	152
Fase L: Recolhimento das <i>Flowlines</i> da P-37	154
Cenário 1:.....	154
Cenário 2:.....	158
Cenário 3:.....	162
Fase M: Recolhimento Parcial dos Equipamentos Submarinos (<i>Manifolds</i> e SSAO).....	167
Fase N: Abandono Permanente de Poços.....	169
5.4. Cronograma	170
Capítulo 6. Estudos e Planos Associados.....	174
6.1. Memorial Descritivo do Projeto de Auxílios à Navegação.....	174
6.2. Plano de Monitoramento Pós Descomissionamento - PMPD	174
Capítulo 7. Análises Ambientais e Socioeconômicas.....	176
7.1. Caracterização dos Meios Físicos e Bióticos	176
Impactos Físicos nas Instalações Submarinas sobre os Bancos de Corais	189
Avaliação de Presença de Coral-Sol.....	193
7.1.1 Análise de Riscos e Avaliação de Impactos Ambientais.....	196
7.2 Caracterização do Meio Socioeconômico	197
7.2.1 Aspectos de Socioeconomia.....	197
7.2.2. Aspectos de Responsabilidade Social.....	204
7.2.3 Avaliação de Impactos Socioeconômicos	205
7.3. Inter-Relação com Projetos Continuados.....	205
Capítulo 8. Conclusão	208
8.1. Acompanhamento da Execução do Projeto.....	210
Capítulo 9. Responsabilidade Institucional	213
Capítulo 10. Responsáveis Técnicos.....	215
Capítulo 11. Referências	219

Lista de Anexos

Anexo 1 – Mapa de Localização da P-37 na Bacia de Campos

Anexo 2 – Diagrama Unifilar da Plataforma P-37

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

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

Anexo 5 – Inventário de Dutos e Equipamentos Submarinos

Anexo 6 – DUM (Descrição da Unidade Marítima)

Anexo 7 – *General Arrangement* de P-37

Anexo 8 – *Capacity Plan* da P-37

Anexo 9 – FISPQ dos Produtos Químicos

Anexo 10 – Mapa de Anodos

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

Anexo 15 – Proposta de Plano de Monitoramento Pós Descomissionamento para a Plataforma FPSO P-37

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

Anexo 20 – Cadastro Técnico Federal dos Responsáveis Técnicos

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 filtrações 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 Lçamento 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) Executivo da Plataforma FPSO P-37**, 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-37.

O escopo desse projeto inclui, de forma simplificada:

- Limpeza das linhas e equipamentos submarinos conectados à P-37, 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*), *Manifolds* e SSAO (Separador Submarino Água-Óleo), 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* dos 37 *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 amarras de fundo e das âncoras de arraste das oito linhas de ancoragem;
- Recolhimento das *flowlines* e caixas de junção;
- Remoção parcial dos *Manifolds* e do SSAO (Remoção de todos os SCMs, do módulo de medição multifásica do MSPI-MRL-6 e das fontes radioativas do SSAO);
- Permanência definitiva no leito marinho dos dutos rígidos, anodos a eles associados e PLETs;
- Remoção de sucatas, pesos mortos e *skid* de anodos;
- Deslocamento da P-37 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-37;
- **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-37, 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-37 e registra as suas metas e indicadores de acompanhamento.

OBS.: Ao longo desse documento, as expressões “Programa de Descomissionamento de Instalações da Plataforma P-37” e “Projeto de Descomissionamento da P-37” são utilizadas como sinônimo.

II. Objetivo e Público-Alvo

Este documento apresenta o **Programa de Descomissionamento de Instalações da Plataforma P-37** 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-37 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-37, 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-37;
- 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) 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 Malim 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-37.

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-37 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	A P-37 faz parte do Sistema de Produção do Campo de Marlim
D	Bacia sedimentar	Bacia de Campos
E	Lâmina d'água mínima, média e máxima (m)	834 m, 905 m e 986 m
F	Distância mínima da costa	106 km da costa do litoral de Campos dos Goytacazes – RJ – conforme Anexo 1
G	Início da operação	2000
H	Parada definitiva da produção	Último óleo 01/07/2019, com parada definitiva formalizada em 26/07/2019 (conforme carta UO-BC 000790/19 para ANP).
I	Tipo de descomissionamento	Parcial (sem devolução de área)
J	Tipologia de instalações contempladas no PDI	Plataforma FPSO P-37, dutos flexíveis, dutos rígidos, seus acessórios, <i>manifolds</i> , SSAO e linhas de ancoragem conectadas à plataforma.
K	Processo de licenciamento no órgão ambiental licenciador	Processo Administrativo IBAMA nº 02022.000479/2016-15 (Marlim e Voador)
L	Licença ambiental do empreendimento	- Em atendimento à condicionante geral nº 1.4 da Licença de Operação nº 1340/2016, emitida em 22/07/2016 para a regularização do licenciamento ambiental dos sistemas de produção de petróleo e gás natural dos campos de Marlim e Voador, na bacia de Campos, através das plataformas P-18, P-19, P-20, P-26, P-32, P-33, P-35 e P-37, e equipamentos submarinos associados a estas plataformas e à plataforma P-27, já descomissionada, foi emitida a renovação da licença de operação em 23/07/2021 com validade de 10 anos (Processo IBAMA nº 02022.000479/2016-27). - Em 26.08.2019, a correspondência UO-BC 0906/2019 apresentou a antecipação da parada definitiva de produção de P-33 e P-37, de 2020 e 2021, respectivamente, para 2019.

Capítulo 2:

Motivação para o descomissionamento



Capítulo 2. Motivação para o Descomissionamento

O descomissionamento da plataforma P-37 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.

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.

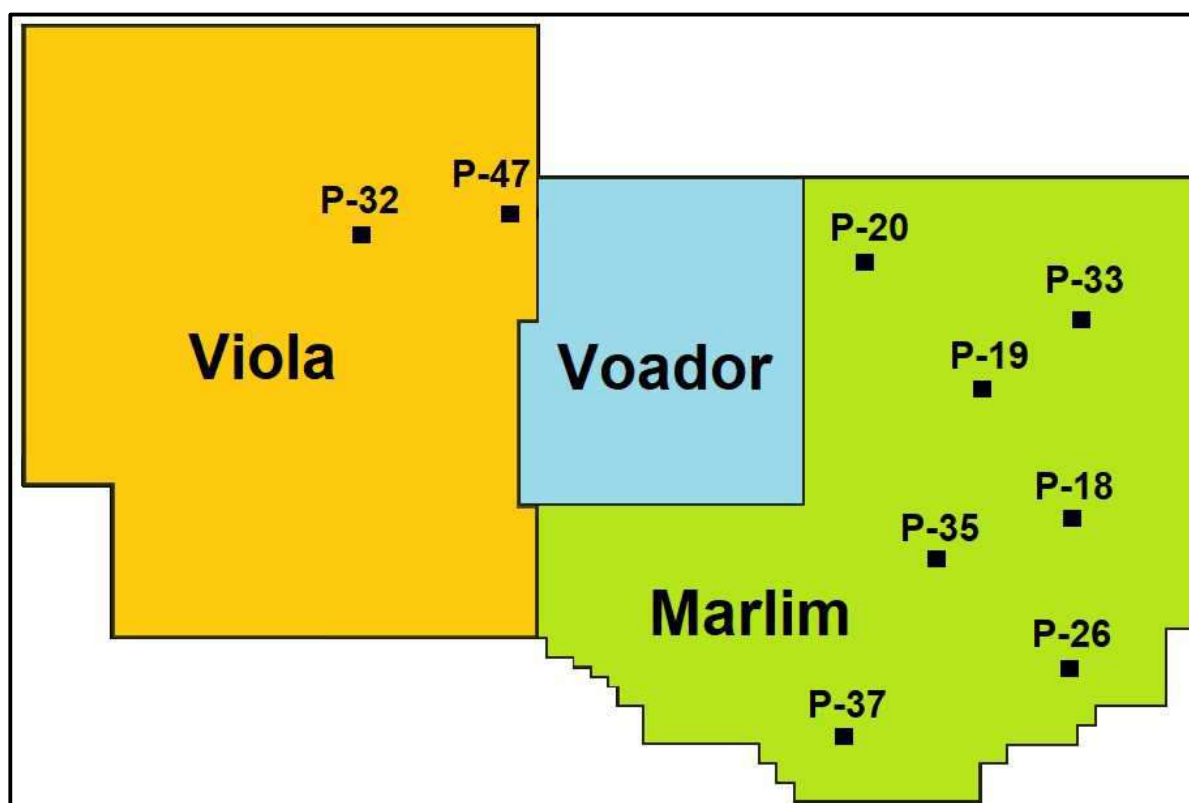


Figura 2-I - Representação da localização das plataformas atualmente responsáveis pela produção de óleo e gás no Campo de Marlim. A P-37 está localizada a Sudoeste do Campo de Marlim.

Informações mais detalhadas sobre o Projeto de Revitalização dos Campos de Marlim e Voador podem ser obtidas no EIA/RIMA (Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental) encaminhado ao Ibama por meio da Carta SMS/LARE 0180/2019, de 23/09/2019, e da Carta SMS/LCA/LIE&P-FC0193/2021, de 21/10/2021, referente a revisão 01 do EIA do Projeto de Revitalização dos Campos de Marlim e Voador, ou através do seguinte endereço eletrônico: petrobras.com.br/pt/sociedade-e-meio-ambiente/meio-ambiente/licenciamento-ambiental/

A instalação de P-37 interrompeu sua produção e injeção em julho/2019.

Parte dos poços remanescentes dos sistemas de produção existentes nos Campos de Marlim e Voador – incluindo aqueles interligados à Plataforma FPSO P-37 - serão gradativamente desativados e reinterligados aos dois novos FPSO a serem futuramente instalados nestes campos, pelo projeto de revitalização.

A continuidade da produção da área de P-37, especificamente, se dará pelo remanejamento de 06 poços injetores (8-MRL-175HP-RJS, 8-MRL-132D-RJS, 8-MRL-96D-RJS, 8-MRL-97D-RJS, 8-MRL-144D-RJS e 8-MLS-81HP-RJS) e 04 poços produtores (7-MRL-213HA-RJS, 7-MRL-150HP-RJS, 7-MRL-103-RJS e 7-MRL-156HP-RJS), totalizando 10 poços, para o novo FPSO-2 a ser instalado.

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-37, 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-37.

Descrição do Sistema de Produção e Escopo do Projeto de Descomissionamento

A P-37, que iniciou sua operação em 2000, é uma plataforma flutuante do tipo FPSO, localizada a aproximadamente 106 km da costa do Estado do Rio de Janeiro, em Lâmina d'Água - LDA média de 905 m. O **Anexo 1** mostra a localização da P-37 na Bacia de Campos.

A Plataforma FPSO P-37 faz parte do Sistema de Produção do Campo de Marlim e atualmente, conta com 37 risers flexíveis conectados à plataforma, originados de:

- 09 poços satélites
- 01 duto de exportação de gás (P-37/P-26)
- 03 *manifolds*
- 01 SSAO
- 01 PLET

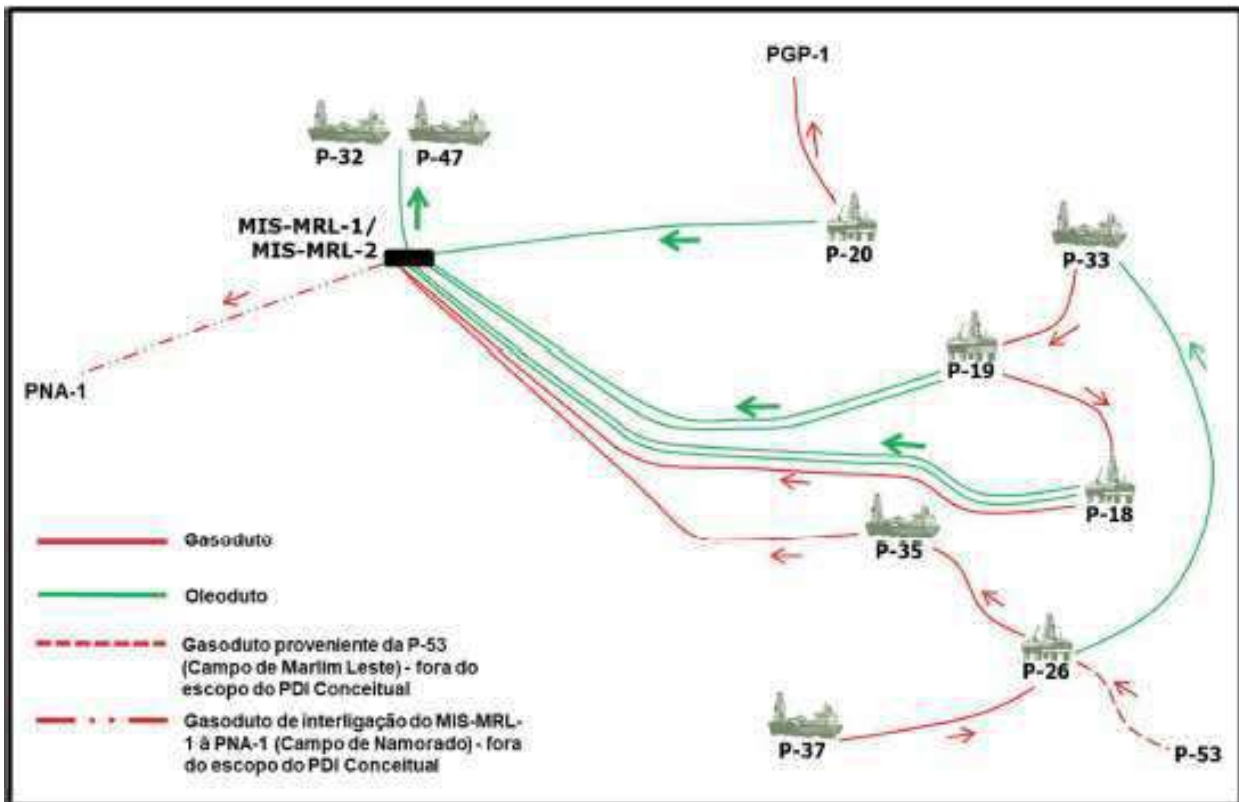


Figura 3-I - Sistema de escoamento da produção de óleo e gás do Campo de Marlim, mostrando a interligação do gasoduto de exportação P-37/P-26.

O diagrama esquemático (**Figura 3-II**) ilustra o sistema de produção completo associado a plataforma FPSO P-37. Na **cor vermelha**, estão destacados componentes do sistema submarino que não fazem parte do escopo do projeto de descomissionamento da plataforma P-37 e que serão tratados em projetos de descomissionamento posteriores. Em **cor verde** e em **cor amarela**, estão indicados os componentes pertencentes ao escopo do PDI de P-37.

Abaixo, tem-se a descrição detalhada do escopo ilustrado na **Figura 3-II**:

- 18 poços produtores associados a P-37, sendo 07 poços satélites. Destes poços,
 - 02 estão com as linhas de produção, *gas lift* e umbilical interligados a plataforma (7-MRL-101D-RJS e 7-MRL-213HA-RJS);
 - 05 poços encontram-se com as linhas de produção e a linha após caixa de junção entre a linha de *gas lift* e umbilical interligados a plataforma (7-MRL-111D-RJS, 7-MRL-152HP-RJS, 7-MLS-37HP-RJS, 7-MRL-154HP-RJS e 7-MRL-147HP-RJS);

- 07 poços encontram-se com as linhas de produção, *gas lift* e umbilical conectados ao *manifold* MSP-MRL-05, que apresenta capacidade máxima de 8 poços produtores (7-MRL-150HP-RJS, 7-MRL-85D-RJS, 7-MRL-86D-RJS, 7-MRL-87D-RJS, 7-MRL-104D-RJS, 7-MRL-138HP-RJS e 7-MRL-103-RJS);
- 01 poço encontra-se com as linhas de produção, *gas lift* e umbilical conectados ao *manifold* MSPI-MRL-06, que apresenta capacidade de 5 poços injetores e 3 poços produtores (7-MRL-156H-RJS);
- 01 poço produtor com as três linhas desconectadas, onde já foram removidas as linhas de produção e *gas lift* (7-MRL-131HP-RJS);
- 01 poço produtor onde já foram removidas todas as suas linhas associadas (7-MRL-149HP-RJS);
- 01 poço está com a linha de injeção e umbilical interligados ao SSAO; e a de *gas lift* interligado a plataforma (7-MRL-141HP-RJS).
- 14 poços injetores associados a P-37, sendo 01 satélite e 01 interligado ao Aqueduto. Destes poços,
 - 01 poço está com as linhas de injeção e umbilical interligadas a plataforma (8-MRL-165HP-RJS);
 - 01 poço está com a linha de injeção e umbilical interligada ao SSAO (8-MRL-211D-RJS);
 - 05 poços estão com as linhas de injeção e umbilicais conectados ao *manifold* MSPI-MRL-06 (8-MLS-49HP-RJS, 8-MRL-139D-RJS, 8-MRL-120D-RJS, 8-MRL-144D-RJS e 8-MLS-81HP-RJS);
 - 05 poços estão com as linhas de injeção e umbilicais conectados ao *manifold* MSPI-MRL-04 (8-MRL-132D-RJS, 8-MRL-96D-RJS, 8-MRL-97D-RJS, 8-MRL-105D-RJS e 8-MRL-175HP-RJS);
 - 01 poço está com as linhas de injeção e umbilical desconectadas da ANM, mas conectadas ao *manifold* MSPI-MRL-04 (8-MRL-114D-RJS).
 - 01 poço que está com a linha de injeção interligada ao aqueduto e umbilical interligado a plataforma (3-RJS-488).
- Gasoduto de exportação de P-37 a P-26, composto por duto flexível de 8" (660 m + 725 m), trecho *riser*, duto flexível 8" (1115 m), trecho *flowline*, que conecta a P-37 ao PLET-MRL-09A, e duto rígido 8" (4253 m), trecho *flowline*, que conecta o PLET-MRL-09A ao PLET-MRL-09B. O PLET-MRL-09B faz parte do escopo deste PDI.

- Aqueduto de 10", composto por duto flexível de 6" (1419 m), trecho *riser*, duto flexível 6" (901 m), trecho *flowline*, que conecta a P-37 ao PLET-MRL-MW-01A, duto rígido de 10" (2600 m), trecho *flowline*, que conecta o PLET-MRL-MW-01A ao PLET-MRL-MW-01C, duto rígido de 10" (1900 m), trecho *flowline*, que conecta o PLET-MRL-MW-01C ao PLET-MW-01B (3-RJS-488). Os PLETs e aqueduto fazem parte do escopo deste PDI.
- Oleoduto de exportação que interligava P-37 ao MSP-MRL-3 composto atualmente por somente um duto rígido de 10" (4533 m) conectado ao PLET-MRL-MP-01A e ao PLET-MRL-MP-01B. Este conjunto faz parte do escopo deste PDI e não se encontra mais interligado nem em P-37, nem ao MSP-MRL-3.
- Gasoduto de exportação que interligava P-37 ao MSP-MRL-3 composto atualmente por somente um duto rígido de 8" (4515 m) conectado ao PLET-MRL-MGL-01A e ao PLET-MRL-MGL-01B. Este conjunto faz parte do escopo deste PDI e não se encontra mais interligado nem em P-37, nem ao MSP-MRL-3.

O poço 7-MLS-51HP-RJS produz na plataforma P-40 e não faz parte do escopo do projeto de descomissionamento de P-37. Na época em que esse poço foi perfurado e completado, ele foi interligado em P-37. Anos depois, este poço foi remanejado para a plataforma P-40 utilizando um conjunto de linhas novas, deixando as linhas antigas abandonadas no leito marinho próximo a P-37.

Desta forma, o que aparece no diagrama, não é o poço em si e sim somente as linhas que o interligaram em P-37 no passado e ficaram como passivo para tratamento.

O **Anexo 2** - Diagrama Unifilar de P-37 e **Anexo 3** - Arranjo Submarino para Recolhimento dos *Risers* no *Pull Out* também ilustram os sistemas que compõem o escopo do PDI de P-37.

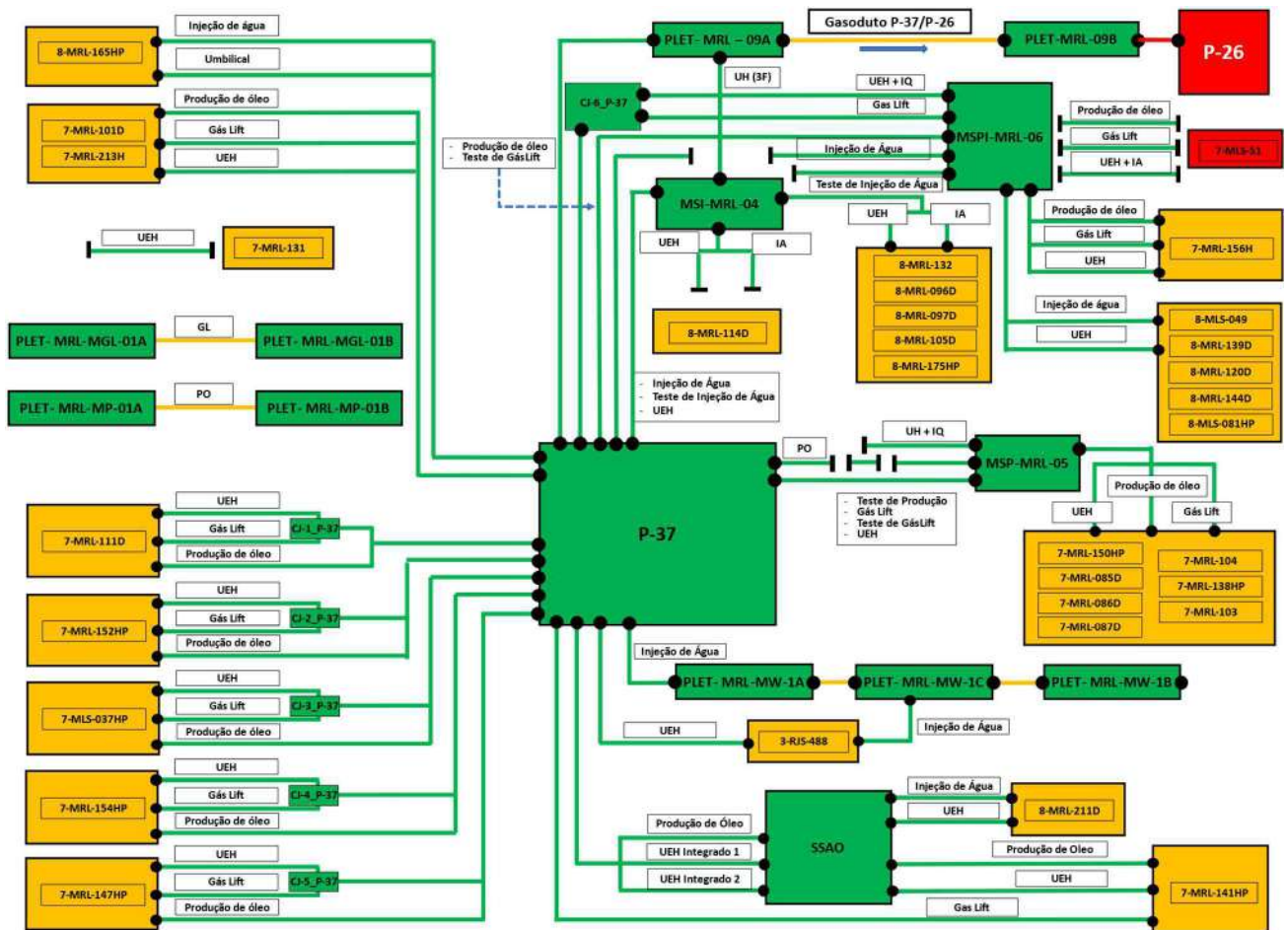


Figura 3-II - Sistema de linhas e dutos submarinos associados ao escopo completo de P-37 em verde e em amarelo. Linhas amarelas representam dutos rígidos que fazem parte do escopo da P-37. Linhas verdes são linhas flexíveis que fazem parte do escopo da P-37. Linhas vermelhas são dutos que não fazem parte do escopo da P-37. Retângulos verdes são equipamentos que fazem parte do escopo da P-37 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.

Obs: O diagrama esquemático (**Figura 3-II**) representa os poços que estão no diagrama unifilar (**Anexo 2**), portanto, poços abandonados permanentemente e com suas linhas associadas já recolhidas não estão sendo representados no esquemático, mas estão sendo listados no inventário de Poços.

Estruturas dos PDID que integram o escopo do PDI de P-37

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

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

Conforme já apresentado no PDI Conceitual, além dos componentes mencionados anteriormente na descrição do sistema de produção e escopo do projeto de descomissionamento da P-37, são considerados parte do escopo deste PDI, 13 estruturas dos PDID da área 10. As estruturas são identificadas na **Figura 3-III** e no texto a seguir:

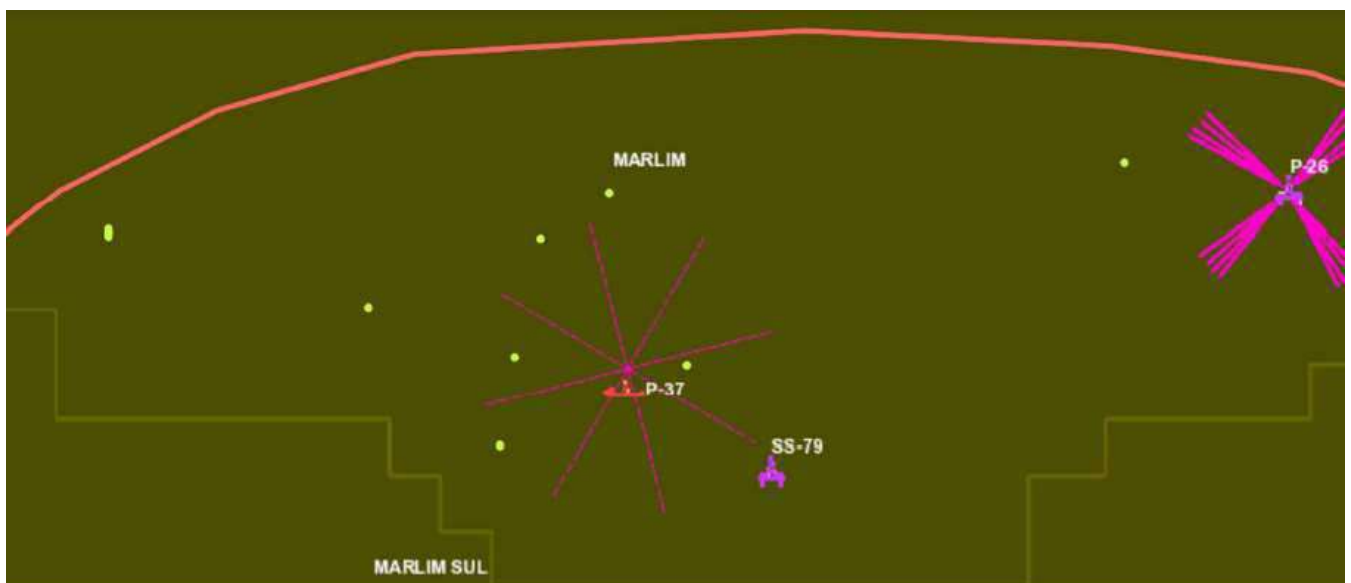


Figura 3-III - Mapeamento das localizações pontuais das estruturas do PDID atrelados à P-37 indicadas por pontos amarelos. Algumas estruturas estão sobrepostas, pois a localização é muito próxima uma das outras, não sendo possível visualizar graficamente em função da abrangência espacial adotada na figura. As linhas do inventário não estão representadas nesse mapa.

- 1 dutos (umbilical) já contemplado no inventário de dutos de P-37,
- 02 âncoras
- 02 trechos de dutos rígidos (gasoduto)
- 01 trecho de duto rígido (oleoduto)
- 04 PLETs
- 01 torpedo, com três linhas de amarras conectadas ao mesmo
- 02 estruturas classificadas como sucatas

As destinações finais dessas estruturas seguirão destinações indicadas para as demais estruturas de mesma tipologia, conforme será indicado nos capítulos à frente.

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**” da P-37, na tabela “**Sistema Submarino da P-37 - Dutos Flexíveis e Umbilicais – Tramos**” (Inventário – Parte 3), juntamente com os demais tramos do sistema, rachuradas na cor cinza, para destaque.

Na **Tabela 3-I** abaixo, é feita a correlação entre estes elementos do PDID e sua apresentação no **Anexo 5 - Inventário de Dutos e Equipamentos Submarinos de P-37**:

Tabela 3-I: Correlação entre estes elementos do PDID e o Inventário de Dutos e Equipamentos Submarinos de P-37
(Anexo 5)

Informação no formato PDID	Informação formato Inventário de Dutos e Equipamentos Submarinos de P-37		
Descrição	Nome do duto	ANP	Nome Trecho
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 - 16/07/2008V	UEH_P-37/WH 7-MRL-131	31770	Flexível
GASODUTO DE 8 GL-1 DO MSP-MRL-3 P/ P-37	GL_PLET-MRL-MGL-01A/PLET-MRL-MGL-01B	N/A	Rígido
OLEODUTO DE 10 MP-1 POL. DO MSP-MRL-3/P-37	PO_PLET-MRL-MP-01A/PLET-MRL-MP-01B	N/A	Rígido
GASODUTO DE 8 GL-1 DO MSP-MRL-3 P/ P-37	GL_PLET-MRL-MGL-01A/PLET-MRL-MGL-01B	N/A	Rígido

Outros elementos

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

Tabela 3-II: Outros elementos do PDID

Descrição	Tipo	Latitude	Longitude	LDA	Comprimento
				(m)	(m)
MANGUEIRA ABANDONADA DA LINHA DE 6 SAMRL11-3+B42:B11856 - 22/12/2011 SMRL09-042 – 14/06/2009 LMRL1110 – 05/10/2001 CCMRL08-009 - 16/01/2008	MANGUEIRA	-40:05:23,300	-22:29:05,706	-912,378	30,79
PLET-MRL-MP-01B (ABAND) D0 DO OLEODUTO 10	PLET	-40:08:55,360	-22:28:20,009	-785,41	5,9
PLET-MRL-MGL-01B(ABAND) DO GASODUTO DE 8	PLET	-40:08:55,196	-22:28:21,311	-786,2	6,5
PLET-MRL-MW-01B (ABAND) DO AQUEDUTO DE 10	PLET	-40:08:55,171	-22:28:22,612	-787,74	6,6
PLET-MRL-MP-01A (ABAND) DO OLEODUTO DE 10MP	PLET	-40:06:17,127	-22:28:22,741	-863,62	5,9
ANCORA ABANDONADA	ANCORA	-40:05:51,760	22:28:07,381	-870	NA
TORPEDO DO <i>BUNDLE</i> DO 7- MRL-149HP P/ P-37 (ABANDONADO)	TORPEDO	-40:06:32,139	-22:29:33,202	-895,23	12
LIXO ABANDONADO	SUCATA	-40:06:26,194	-22:29:03,001	-880,71	NA
CAPA DE PROTEÇÃO DO POÇO ABANDONADA SAMRL12-229	SUCATA	-40:02:43,112	-22:27:56,949	-960,32	NA

As destinações finais das estruturas de PDID sob escopo deste PDI da P-37, 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-37.

3.1. Poços

Há 32 poços de completação molhada associados à plataforma de P-37 (sendo 18 produtores e 14 injetores), todos eles localizados em áreas sob o contrato ANP nº 48000.003723/97-10 – Campo de Marlim e 48000.003724/97-74 – Campo de Marlim Sul. Esses poços podem ser agrupados quanto ao *status* e escopo de abandono:

- **Abandono permanente a ser realizado:** 10 poços constituem o escopo de abandono permanente do projeto de descomissionamento da P-37:
 - 7-MRL-101D-RJS
 - 7-MLS-37HP-RJS
 - 7-MRL-141HP-RJS
 - 8-MRL-165HPA-RJS
 - 7-MRL-85D-RJS
 - 7-MRL-86D-RJS
 - 7-MRL-87D-RJS
 - 7-MRL-104D-RJS
 - 7-MRL-138HP-RJS
 - 8-MRL-120D-RJS
- **Projeto de revitalização:** remanejamento de 06 poços injetores (8-MRL-175HP-RJS, 8-MRL-132D-RJS, 8-MRL-96D-RJS, 8-MRL-97D-RJS, 8-MRL-144D-RJS e 8-MLS-81HP-RJS) e 04 poços produtores (7-MRL-213HA-RJS, 7-MRL-150HP-RJS, 7-MRL-103-RJS e 7-MRL-156HP-RJS), totalizando 10 poços, para o novo FPSO-2 a ser instalado.
- **Reserva do projeto de revitalização:** Os poços produtores 7-MRL-152HP-RJS, 7-MRL-147HP-RJS e 7-MRL-111D-RJS e o poço injetor 8-MRL-211DA-RJ são considerados como poços RESERVA, ou seja, podem vir a substituir os poços que estão planejados a serem reaproveitados no FPSO-2. Para todos esses poços classificados como RESERVA, caso a intervenção do poço titular confirme a possibilidade de reaproveitamento no projeto de revitalização, os poços Reserva serão destinados para abandono.

- **Abandono permanente realizado:** 08 poços estiveram conectados a plataforma P-37 e se encontram atualmente abandonados permanentemente:
 - 7-MRL-154HP-RJS
 - 3-RJS-488
 - 8-MRL-105D-RJS
 - 8-MRL-114D-RJS
 - 8-MLS-49HPA-RJS
 - 7-MRL-131HP-RJS
 - 8-MRL-139D-RJS
 - 7-MRL-149HP-RJS

O abandono destes poços foi comunicado por meio de “Relatório de Abandono de Poço”, conforme estabelecido na cláusula 17.1 do Contrato de Concessão do Campo de Marlim.

A **Tabela 3.1-I** a seguir apresenta informações detalhadas sobre os poços.

Tabela 3.1-I - Inventário de poços do Projeto de Descomissionamento do FPSO P-37 (continua na próxima página).

Nome do poço ANP	Área sob contrato	UEP associada	LDA (m)	Coordenadas		Tipo de completação	Finalidade	Status Atual	Data de término	
				Latitude (ANP-4C)	Longitude (ANP-4C)				Perfuração	Abandono temporário / permanente
7-MRL-101D-RJS	Marlim	P-37	871	-22°28'08,784"	-40°05'39,978"	Molhada	Explotatório Produção	Fechado	27/04/1999	12/02/2021
7-MLS-37HP-RJS	Marlim Sul	P-37	934	-22°30'23,292"	-40°05'52,515"	Molhada	Explotatório Produção	Abandonado Temporariamente sem Monitoramento	15/10/2000	15/10/2014
7-MRL-141HP-RJS	Marlim	P-37	864	-22°28'57,181"	-40°06'49,732"	Molhada	Explotatório Produção	Fechado	10/09/2001	N.A.
7-MRL-154HP-RJS	Marlim	P-37	938	-22°30'17,627"	-40°05'39,101"	Molhada	Explotatório Produção	Abandonado Permanentemente	29/11/2001	07/11/2021
8-MRL-165HPA-RJS	Marlim	P-37	891	-22°29'41,697"	-40°06'45,168"	Molhada	Explotatório Injeção	Fechado	19/06/2003	24/11/2021
3-RJS-488	Marlim	P-37	834	-22°28'58,192"	-40°07'50,045"	Molhada	Explotatório Injeção	Abandonado Permanentemente	04/04/1993	15/05/2021
7-MRL-152HP-RJS**	Marlim	P-37	867	-22°29'03,684"	-40°06'49,854"	Molhada	Explotatório Produção	Abandonado Temporariamente com Monitoramento	15/02/2002	01/04/2018
7-MRL-147HP-RJS**	Marlim	P-37	900	-22°28'25,534"	-40°05'00,956"	Molhada	Explotatório Produção	Fechado	10/06/2001	24/01/2019
7-MRL-213HA-RJS*	Marlim	P-37	888	-22°29'37,287"	-40°06'43,439"	Molhada	Explotatório Produção	Fechado	04/02/2012	N.A.
7-MRL-111D-RJS**	Marlim	P-37	930	-22°30'05,095"	-40°05'45,652"	Molhada	Explotatório Produção	Fechado	13/10/1999	N.A.
8-MRL-211DA-RJS**	Marlim	P-37	835	-22°28'58,626"	-40°07'48,390"	Molhada	Explotatório Injeção	Abandonado Temporariamente sem Monitoramento	22/06/2011	19/08/2021

Nome do poço ANP	Área sob contrato	UEP associada	LDA (m)	Coordenadas		Tipo de completação	Finalidade	Status Atual	Data de término	
				Latitude (ANP-4C)	Longitude (ANP-4C)				Perfuração	Abandono temporário / permanente
8-MRL-175HP-RJS*	Marlim	P-37	903	-22°28'29,323"	-40°05'03,295"	Molhada	Explotatório Injeção	Fechado	15/08/2005	N.A.
8-MRL-105D-RJS	Marlim	P-37	900	-22°28'27,379"	-40°05'02,230"	Molhada	Explotatório Injeção	Abandonado Permanentemente	30/06/1999	08/08/2021
8-MRL-114D-RJS	Marlim	P-37	923	-22°28'29,297"	-40°04'23,441"	Molhada	Explotatório Injeção	Abandonado Permanentemente	26/12/1999	17/03/2020
7-MRL-132D-RJS*	Marlim	P-37	925	-22°28'25,108"	-40°04'12,772"	Molhada	Explotatório Injeção	Fechado	09/09/2000	N.A.
8-MRL-96D-RJS*	Marlim	P-37	939	-22°29'02,634"	-40°04'27,547"	Molhada	Explotatório Injeção	Fechado	10/03/1999	N.A.
8-MRL-97D-RJS*	Marlim	P-37	931	-22°29'00,520"	-40°04'42,158"	Molhada	Explotatório Injeção	Fechado	02/03/1999	12/06/2022
7-MRL-150HP-RJS*	Marlim	P-37	954	-22°29'14,521"	-40°04'15,006"	Molhada	Explotatório Produção	Fechado	03/07/2001	N.A.
7-MRL-85D-RJS	Marlim	P-37	929	-22°29'01,985"	-40°04'37,011"	Molhada	Explotatório Produção	Abandonado Temporariamente sem Monitoramento	17/03/1998	08/03/2021
7-MRL-86D-RJS	Marlim	P-37	928	-22°29'00,561"	-40°04'40,919"	Molhada	Explotatório Produção	Abandonado Temporariamente sem Monitoramento	23/04/1998	29/08/2021
7-MRL-87D-RJS	Marlim	P-37	938	-22°29'02,039"	-40°04'28,907"	Molhada	Explotatório Produção	Abandonado Temporariamente sem Monitoramento	14/04/1998	18/02/2021
7-MRL-104D-RJS	Marlim	P-37	950	-22°29'21,083"	-40°04'35,633"	Molhada	Explotatório Produção	Abandonado Temporariamente com Monitoramento	17/06/1999	19/12/2021

Nome do poço ANP	Área sob contrato	UEP associada	LDA (m)	Coordenadas		Tipo de completação	Finalidade	Status Atual	Data de término	
				Latitude (ANP-4C)	Longitude (ANP-4C)				Perfuração	Abandono temporário / permanente
7-MRL-138HP-RJS	Marlim	P-37	953	-22°29'16,079"	-40°04'15,508"	Molhada	Explotatório Produção	Abandonado Temporariamente sem Monitoramento	26/12/2001	28/02/2021
7-MRL-103-RJS*	Marlim	P-37	945	-22°29'20,831"	-40°04'34,357"	Molhada	Explotatório Produção	Fechado	06/06/1999	N.A.
7-MLS-49HPA-RJS	Marlim Sul	P-37	881	-22°29'45,370"	-40°07'04,305"	Molhada	Explotatório Injeção	Abandonado Permanentemente	13/12/2003	30/06/2021
8-MRL-139D-RJS	Marlim	P-37	943	-22°29'43,048"	-40°04'52,740"	Molhada	Explotatório Injeção	Abandonado Permanentemente	18/12/2000	21/03/2022
8-MRL-120D-RJS	Marlim	P-37	945	-22°29'42,163"	-40°04'53,748"	Molhada	Explotatório Injeção	Fechado	30/04/2000	02/11/2021
7-MRL-156HP-RJS*	Marlim	P-37	962	-22°30'14,253"	-40°04'44,969"	Molhada	Explotatório Produção	Fechado	20/09/2002	19/06/2022
7-MRL-144D-RJS*	Marlim	P-37	939	-22°29'54,743"	-40°05'13,864"	Molhada	Explotatório Injeção	Fechado	07/04/2001	N.A.
8-MLS-81HP-RJS*	Marlim Sul	P-37	986	-22°30'36,699"	-40°04'24,249"	Molhada	Explotatório Injeção	Fechado	17/12/2006	09/11/2021
7-MRL-131HP-RJS	Marlim	P-37	845	-22°28'46,138"	-40°07'20,695"	Molhada	Explotatório Produção	Abandonado Permanentemente	27/07/2000	02/01/2017
7-MRL-149HP-RJS	Marlim	P-37	892	-22°29'39,958"	-40°06'41,072"	Molhada	Explotatório Produção	Abandonado Permanentemente	31/07/2001	07/11/2014

(*) Poço integrante do projeto REVIT

(**) Poço Reserva do Projeto REVIT

3.2. Unidade de Produção Marítima

Este item do PDI apresenta as principais características da P-37 (**Figura 3.2-I**), incluindo: descrição da unidade, informações sobre os módulos/sistemas a bordo da plataforma e dados do seu sistema de ancoragem.



Figura 3.2-I – Foto da P-37 em sua locação (Campo de Marlim).

3.2.1. Descrição

A **Tabela 3.2.1-I** apresenta as principais características da P-37, importantes neste projeto.

Tabela 3.2.1-I - Características da P-37

A	Nome da unidade de produção:	PETROBRAS-37
B	Código da unidade de produção:	P-37
C	Classificação da unidade de produção:	A1 FPSO
D	Proprietário:	PETROBRAS NETHERLANDS B. V
E	Operador da instalação:	Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS
F	Data de término do contrato de afretamento	Não aplicável
	Bandeira:	Panamá
G	Ano de Construção e ano de conversão:	1976 e 1999

H	Massa na condição de descomissionamento (Peso Leve):	51.025 ton
I	Calado Máximo:	20,94 m
J	Áreas sob contrato atendidas pela unidade de produção:	A P-37 faz parte do Sistema de Produção do Campo de Marlim
K	Profundidade Batimétrica Média (LDA)	905 m
L	Distância da costa:	106 km
M	Coordenadas: (UTM – DATUM: SIRGAS 2000 – MC: 39°W)	Longitude: -40:05:45,179 Latitude: -22:29:06,826
N	Sistema de escoamento da produção:	O escoamento do óleo produzido pelo FPSO P-37 é feito por meio de navios aliviadores. O gás comprimido não consumido na unidade é exportado através de um gasoduto flexível de 8,4 polegadas com 8.778 metros do FPSO P-37 até a plataforma P-26, que por sua vez é interligada a malha de escoamento de gás do campo de Marlim.

Outras informações sobre a P-37, incluindo características físicas, são apresentadas nos **Anexo 6** - DUM (Descrição da Unidade Marítima), **Anexo 7** - *General Arrangement* e **Anexo 8** - *Capacity Plan* da P-37.

3.2.2. Módulos

A plataforma FPSO não foi construída em módulos, portanto, esses itens não são aplicáveis a esse projeto. Porém, no **Anexo 6**, apresentamos a última revisão da DUM (Descrição da Unidade Marítima) da P-37. A DUM contém características físicas e operacionais da plataforma, bem como a descrição dos seus sistemas (ex.: utilidades, lastro, tancagem, movimentação de carga, processamento de óleo e exportação).

Em complemento ao **Anexo 6**, os **Anexos 7 e 8** apresentam, respectivamente, o *General Arrangement* e o *Capacity Plan* da P-37 com a indicação das posições dos equipamentos.

3.2.3. Sistema de Manutenção de Posição

A plataforma de produção P-37 é do tipo FPSO *Turret* e está ancorada no campo de Marlim, nas coordenadas geográficas Longitude: -40:05:45,179 e Latitude: -22:29:06,824, em uma LDA de aproximadamente 905 m. O sistema de ancoragem é constituído por 8 linhas de ancoragem, com comprimento médio de 1850 m, constituídas por amarra de topo, cabo de aço, amarras de fundo e âncoras de arraste (âncoras do tipo *Stevpris* MK5 de 21 toneladas). Suas linhas iniciam contagem em NNW no sentido horário.

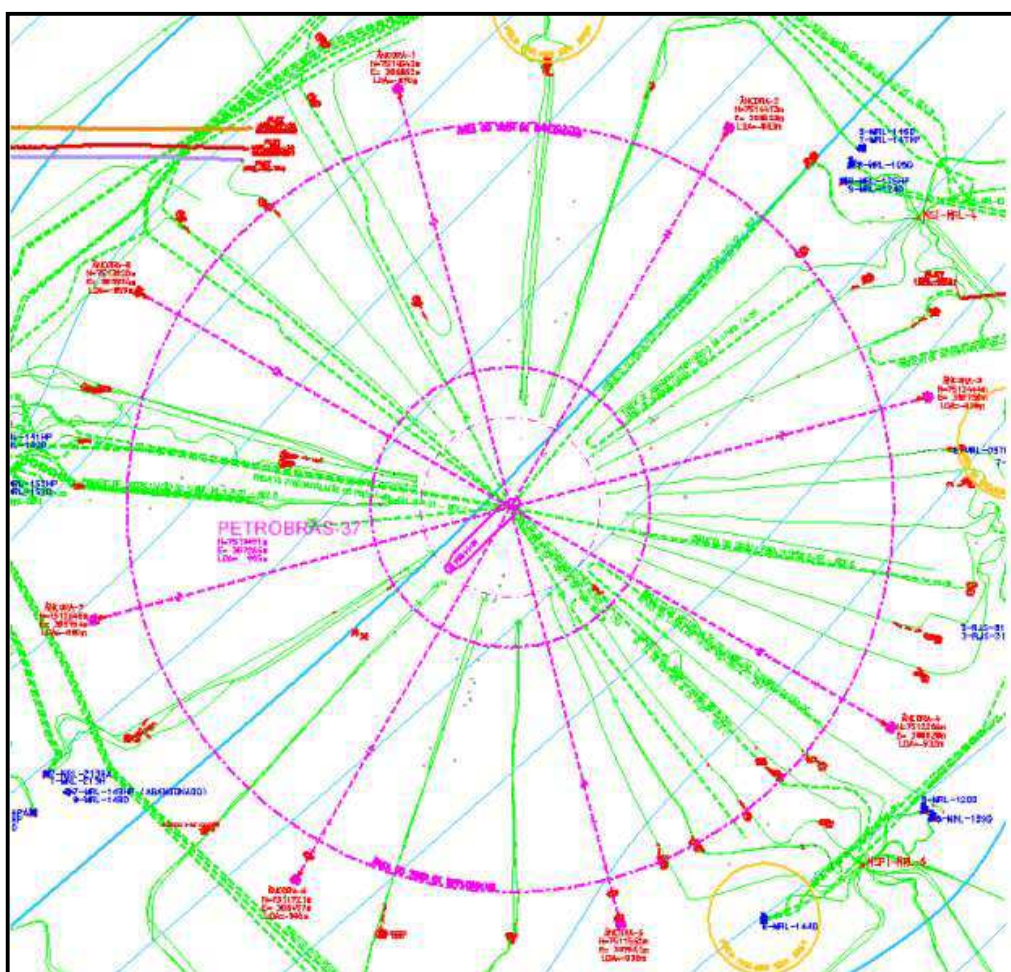


Figura 3.2.3-I - Diagrama de ancoragem da plataforma

As figuras abaixo exemplificam cada unifilar de cada linha de ancoragem da P-37:

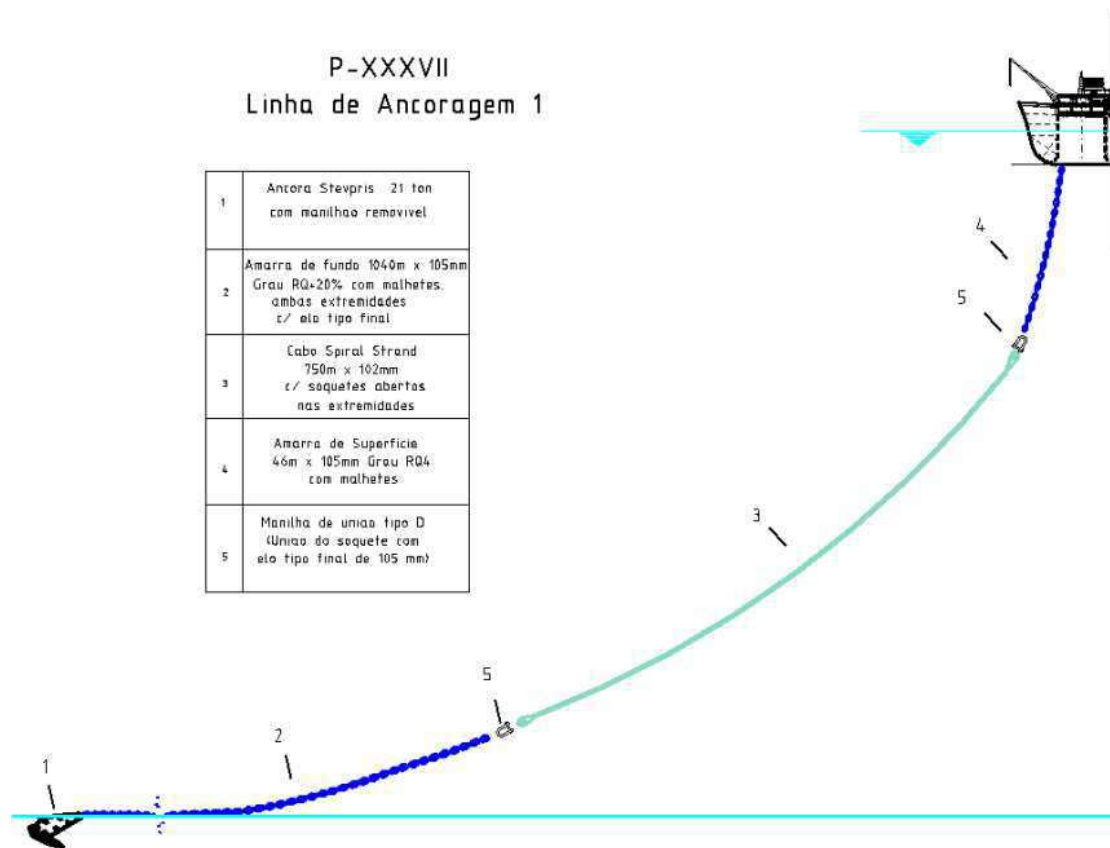


Figura 1: Unifilar da linha de ancoragem #01 da P-37.

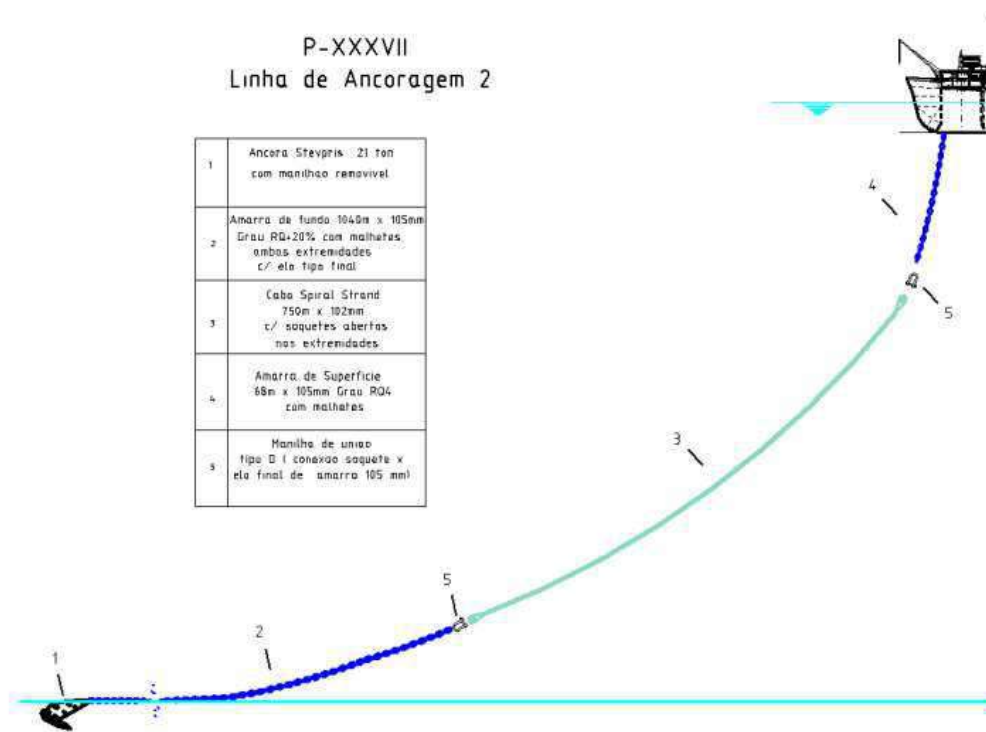


Figura 2: Unifilar da linha de ancoragem #02 da P-37.

P-XXXVII
Linha de Ancoragem 3

1	Ancora Stevpris 21 ton com manilha removível
2	Amarra de funda 1053m x 105mm Grau RQ-20% com malhetes, ambas extremidades c/ elo tipo final
3	Cabo Spiral Strand 750m x 102mm c/ saquetes abertos nas extremidades
4	Amarra de Superfície 91m x 105mm Grau RQ4 com malhetes
5	Amarra de Superfície 91m x 105mm Grau RQ4 com malhetes

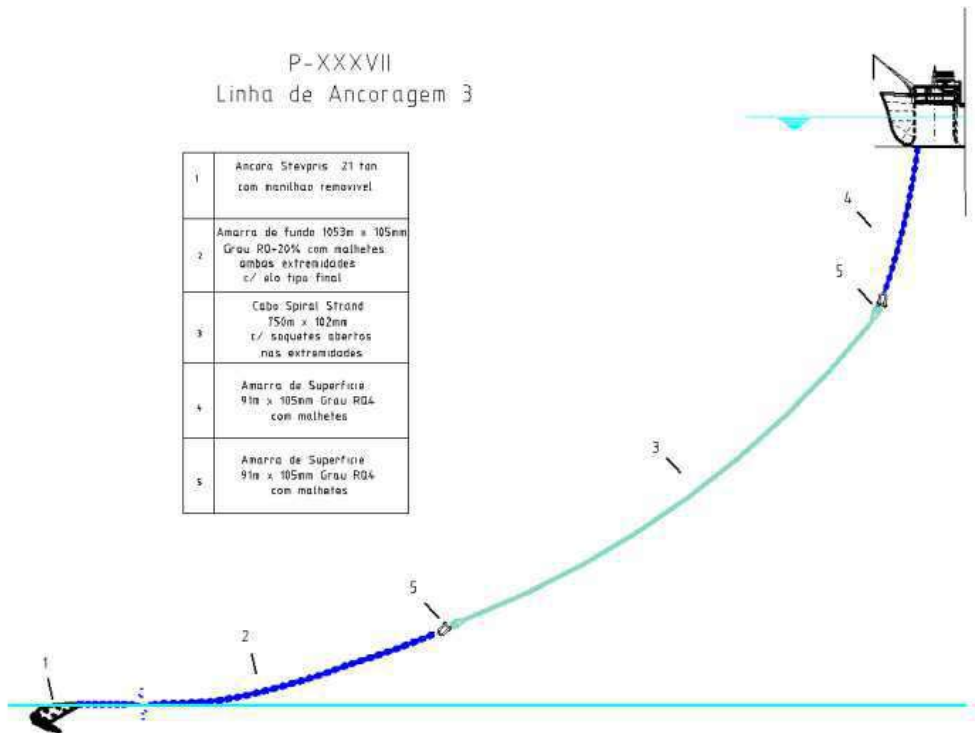


Figura 3: Unifilar da linha de ancoragem #03 da P-37.

P-XXXVII
Linha de Ancoragem 4

1	Ancora Stevpris 21 ton com manilha removível
2	Amarra de funda 1082m x 105mm Grau RQ-20% com malhetes, ambas extremidades c/ elo tipo final
3	Cabo Spiral Strand 750m x 102mm c/ saquetes abertos nas extremidades
4	Amarra de Superfície 105m x 105mm Grau RQ4 com malhetes
5	Manilha de união tipo O União entre o saquete e o elo final de 105 mm

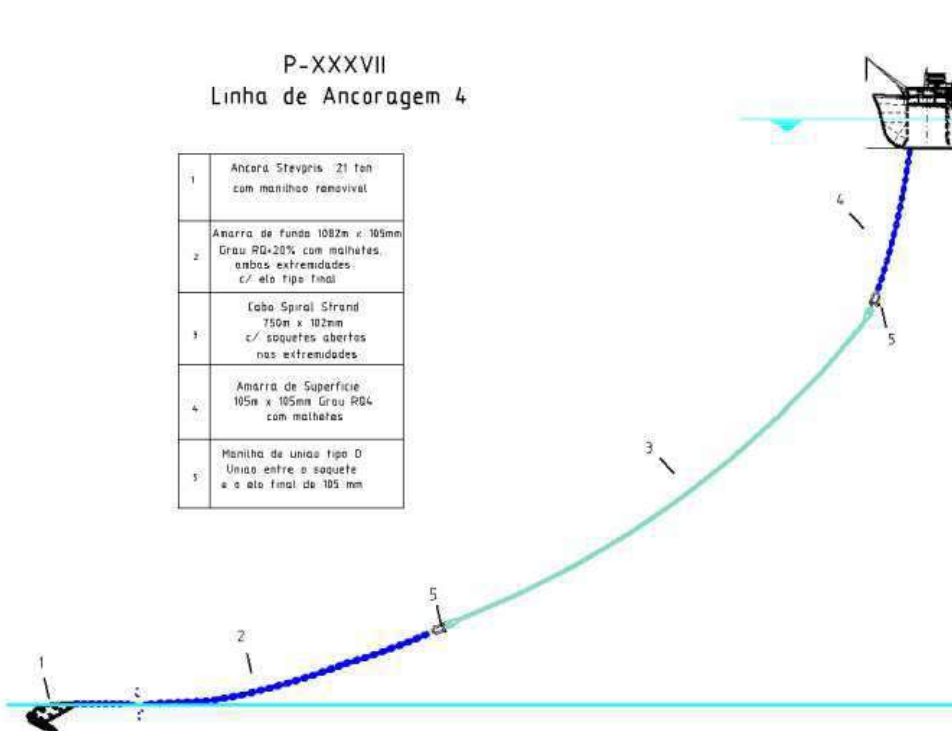


Figura 4: Unifilar da linha de ancoragem #04 da P-37.

P-XXXVII
Linha de Ancoragem 5

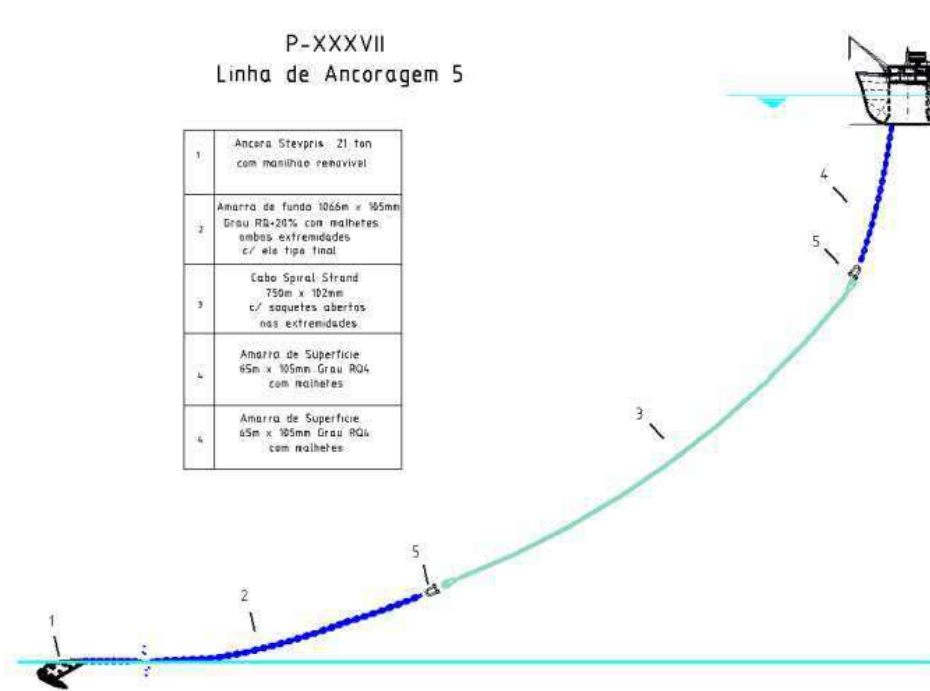


Figura 5: Unifilar da linha de ancoragem #05 da P-37.

P-XXXVIII
Linha de Ancoragem 6

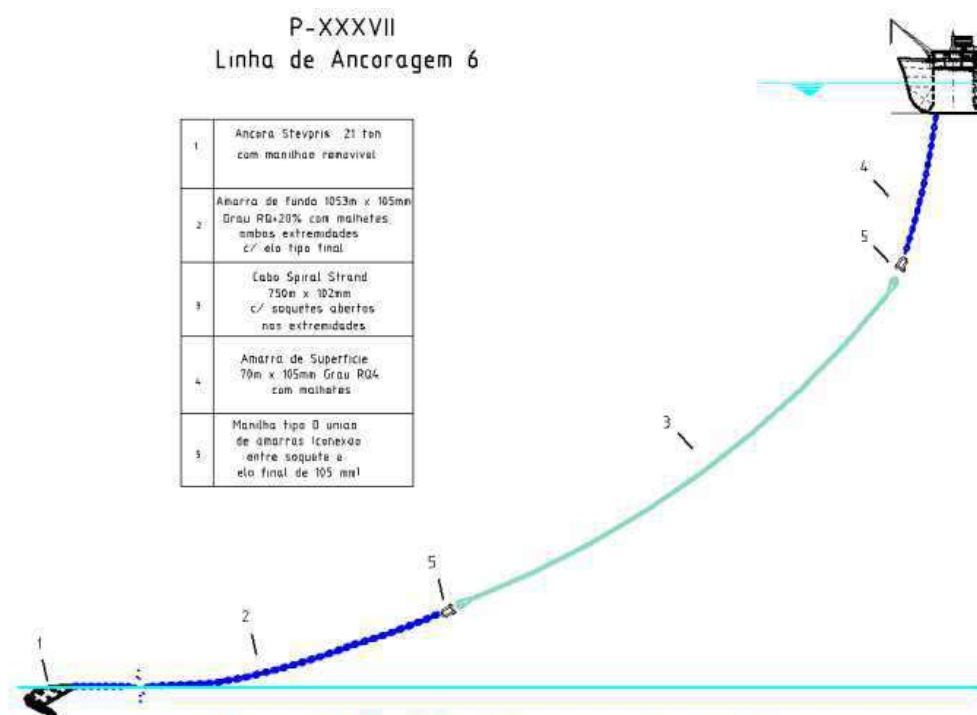


Figura 6: Unifilar da linha de ancoragem #06 da P-37.

P-XXXVII
Linha de Ancoragem 7

1	Ancora Stevpris - 21 ton com manilha removível
2	Amarra de fundo 1043m x 105mm Grau RB-20% com malhetes, ambas extremidades c/ elo tipo final
3	Cabo Spiral Strand 750m x 102mm c/ saquetes abertos nas extremidades
4	Amarra de Superfície 75m x 105mm Grau RQ4 com malhetes
5	Manilha tipo B uniao de amarra/conexao saquete x elo final 105 mm

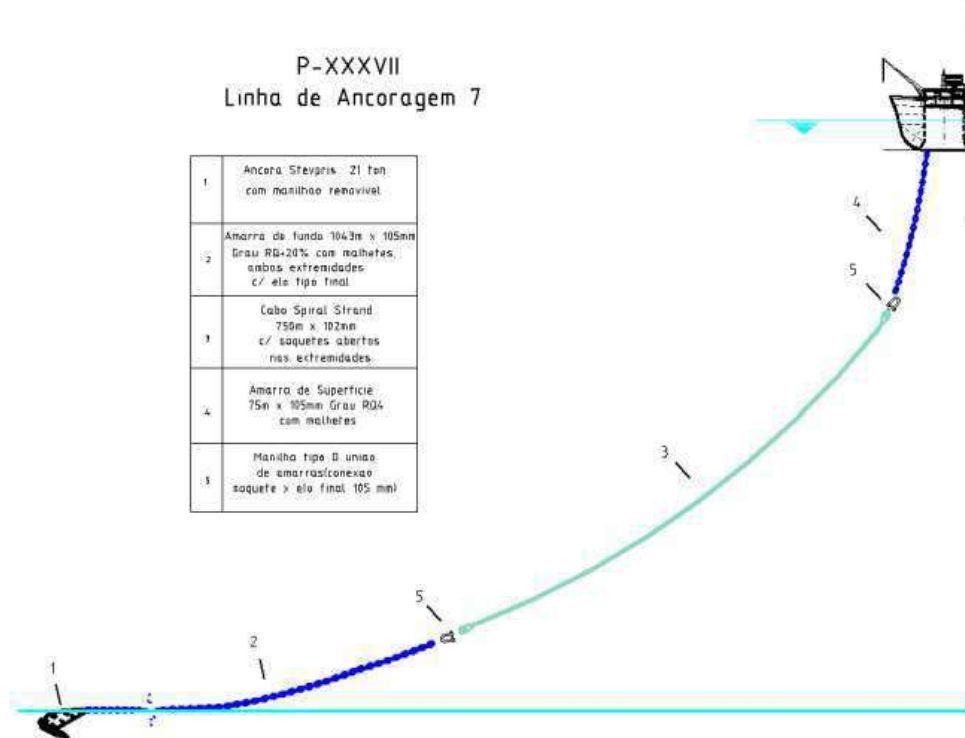


Figura 7: Unifilar da linha de ancoragem #07 da P-37.

P-XXXVII
Linha de Ancoragem 8

1	Ancora Stevpris - 21 ton com manilha removível
2	Amarra de fundo 1030m x 105mm Grau RB-20% com malhetes, ambas extremidades c/ elo tipo final
3	Cabo Spiral Strand 750m x 102mm c/ saquetes abertos nas extremidades
4	Amarra de Superfície 62m x 105mm Grau RQ4 com malhetes
5	Manilha tipo D uniao de amarras/conexao entre saquete e elo final 105 mm

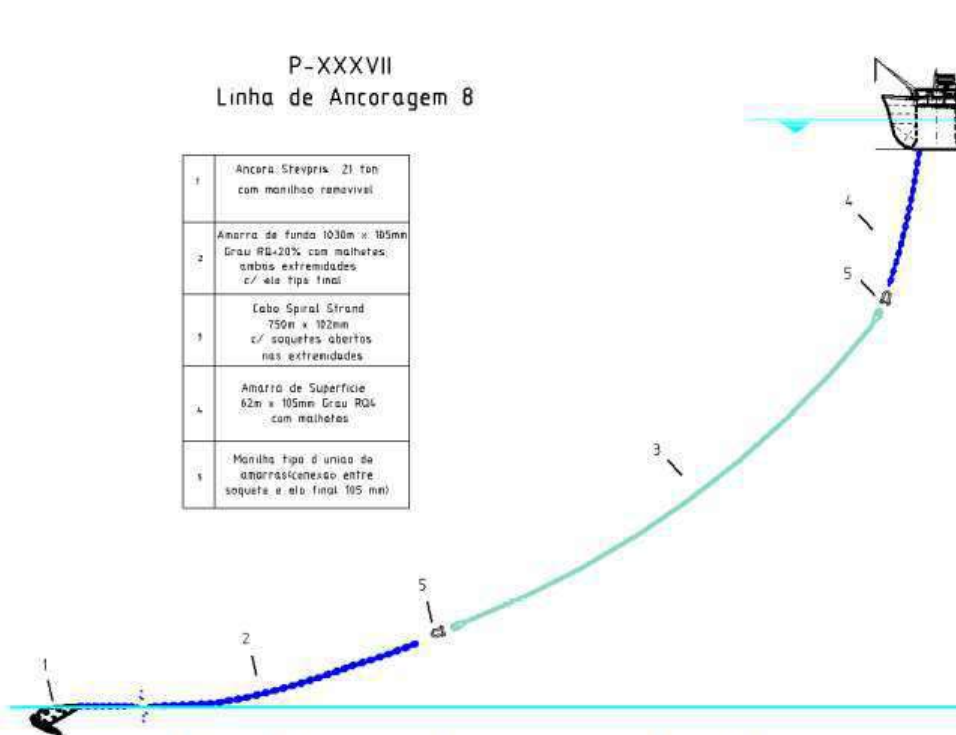


Figura 8: Unifilar da linha de ancoragem #08 da P-37.

A **Tabela 3.2.3-I** apresenta informações gerais (comprimentos e massas) sobre as oito linhas de ancoragem da P-37.

Tabela 3.2.3-I - Comprimentos e massas dos principais elementos que compõem as oito linhas do sistema de ancoragem da P-37

Linha	Amarra de Fundo (1)		Cabo de Aço		Amarra de Topo		Âncora	
	Comp.	Massa t	Comp.	Massa t	Comp.	Massa t	Tipo	Massa
#1	1040,00 m	231,75t	750,00 m	42,63t	60,00 m	13,37t	Âncora Stevpris	21t
#2	1040,00 m	231,75t	750,00 m	42,63t	68,00 m	15,15t	Âncora Stevpris	21t
#3	1053,00 m	305,78t	750,00 m	42,63t	94,00 m	20,94t	Âncora Stevpris	21t
#4	1082,00 m	241,11t	750,00 m	42,63t	99,50 m	22,19t	Âncora Stevpris	21t
#5	1066,00 m	237,54t	750,00 m	42,63t	64,00 m	14,26t	Âncora Stevpris	21t
#6	1053,00 m	234,65t	750,00 m	42,63t	78,00 m	17,38t	Âncora Stevpris	21t
#7	1043,00 m	232,42t	750,00 m	42,63t	73,00 m	17,64t	Âncora Stevpris	21t
#8	1030,00 m	229,52t	750,00 m	42,63t	63,00 m	14,04t	Âncora Stevpris	21t
Total	8407,00 m	1944,52t	6000,00 m	341,00t	600,50 m	134,97t		168 t

Tabela 3.2.3-II - Coordenadas e LDA dos pontos fixos (âncoras de arraste) das oito linhas de ancoragem da P-37

Âncoras	COORDENADAS GEOGRÁFICAS		LDA(m)
	NORTE	LESTE	
Ancora 1	-40:06:04,986	-22:28:18,434	868
Ancora 2	-40:05:17,968	-22:28:23,793	891
Ancora 3	-40:04:52,873	-22:28:54,399	920
Ancora 4	-40:04:57,546	-22:29:32,772	938
Ancora 5	-40:05:31,527	-22:29:55,241	930
Ancora 6	-40:06:12,429	-22:29:49,889	905
Ancora 7	-40:06:37,419	-22:29:19,541	882
Ancora 8	-40:06:31,446	-22:28:41,405	861

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 apoiados no leito marinho e regiões de TDP (*Touch Down Point*).



Foto 1 – Âncora do sistema #2 de ancoragem da P-37.



Foto 2 – Trecho da amarra do sistema #2 soterrado



Foto 3 – Início do TDP do sistema #2 de ancoragem da P-37.



Foto 4 – Conexão entre fim da amarra de fundo e início do cabo do sistema #2 de ancoragem da P-37

Figura 3.2.3-III - Imagens da linha de ancoragem #2.



Foto 9 – Âncora do sistema #8 de ancoragem da P-37.



Foto 10 – Trecho da amarra do sistema #8 dentro de vala.



Foto 11 – Início do TDP do sistema #8 de ancoragem da P-37



Foto 12 – Conexão entre fim da amarra de fundo e início do cabo do sistema #8 de ancoragem da P-37

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

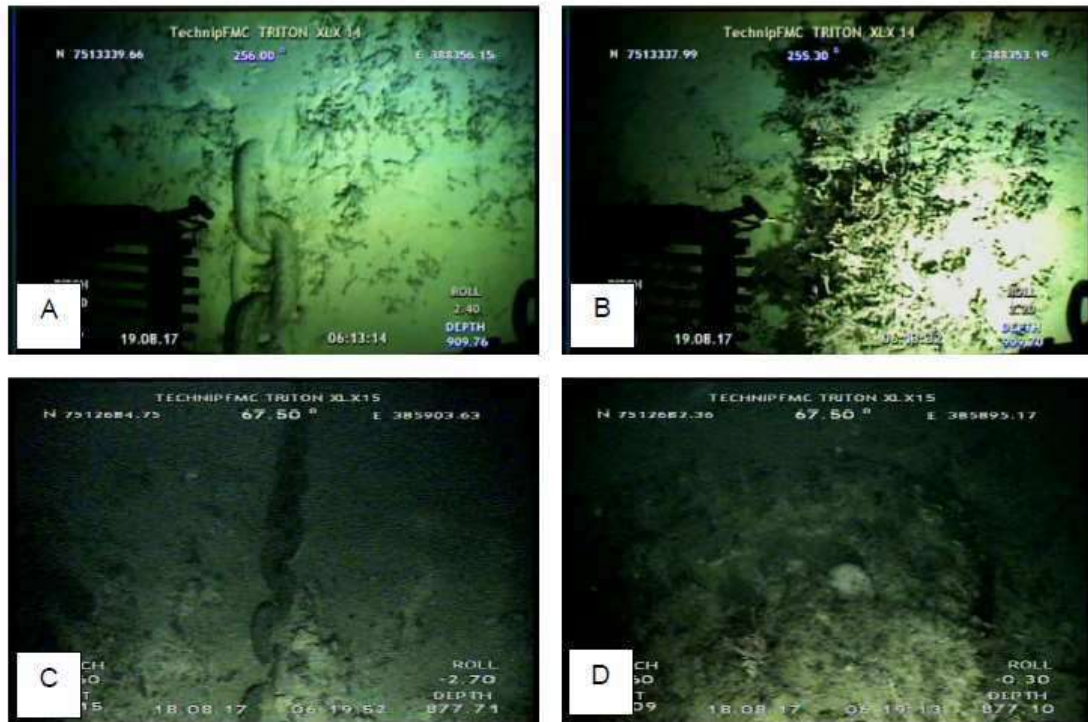


Figura 3.2.3-V- (A-D) Bancos de coral observados nos sistemas de ancoragem #3 e #7 da P-37, com ausência de colônias vivas de corais formadores nas imagens.

3.3. Dutos

A **Tabela 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-37. A **Tabela 3.3-I** apresenta algumas informações sobre os dutos, o restante das informações pode ser encontrado no **Anexo 5** - Inventário de Dutos e Equipamentos Submarinos.

As linhas que fazem parte do escopo deste PDI, podem ser agrupadas da seguinte forma:

- **Gasoduto P-37/P-26:**

- Gasoduto flexível de 8" (660 + 725) mR trecho *riser* + 8" 1115mF trecho *flowline*, que conecta P-37 ao PLET-MRL-09A; duto rígido 8" 4253mD trecho *flowline* que conecta o PLET-MRL-09A ao PLET-MRL-09B (inclusive ao projeto da P-37). O PLET-MRL09B é conectado a P-26 através de um duto submarino que não faz parte do escopo deste PDI.
- Umbilical Hidráulico (UH) 3F (464 m) responsável pelo controle do PLET-MRL-09A que está conectado ao *manifold* de injeção MSI-MRL-04.

- **Aqueduto** de 10", composto por duto flexível de 6" (1419 m), trecho *riser*, duto flexível 6" (901 m), trecho *flowline*, que conecta a P-37 ao PLET-MRL-MW-01A, duto rígido de 10" (2600 m), trecho *flowline*, que conecta o PLET-MRL-MW-01A ao PLET-MRL-MW-01C, duto rígido de 10" (1900 m), trecho *flowline*, que conecta o PLET-MRL-MW-01C ao PLET-MW-01B. Os PLETs e aqueduto fazem parte do escopo deste PDI.
- **Oleoduto** composto atualmente por somente um duto rígido de 10" (4533 m) conectado ao PLET-MRL-MP-01A e ao PLET-MRL-MP-01B. Este conjunto faz parte do escopo deste PDI e não se encontra mais interligado nem em P-37, nem ao MSP-MRL-3.
- **Gasoduto** composto atualmente por somente um duto rígido de 8" (4515 m) conectado ao PLET-MRL-MGL-01A e ao PLET-MRL-MGL-01B. Este conjunto faz parte do escopo deste PDI e não se encontra mais interligado nem em P-37, nem ao MSP-MRL-3.
- **Bundles de Poços Produtores (7-MRL-101D-RJS; 7-MRL-213H-RJS; 7-MRL-150HP-RJS; 7-MRL-085D-RJS; 7-MRL-086D-RJS; 7-MRL-087D-RJS; 7-MRL-104-RJS; 7-MRL-138HP-RJS; 7-MRL-103-RJS; 7-MRL-156H-RJS; 7-MRL-141HP-RJS, 7-MLS-51-RJS¹, 7-MRL-131-RJS²):**
 - 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 (*Pipeline Inspection Gauge*), 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

¹ Linhas de PO, GL e Umbilical já foram desconectas do poço, conectadas somente ao *manifold*.

² Linhas de PO e GL já recolhidas e umbilical desconectado do poço e com outra extremidade livre.

das mangueiras HCR – *High Collapse Resistance*) e leitura dos sinais de pressão e temperatura provenientes dos sensores instalados no poço.

- ***Bundles de Poços Produtores (7-MRL-111D-RJS; 7-MRL-152HP-RJS; 7-MLS-37HP-RJS; 7-MRL-154HP-RJS; 7-MRL-147HP-RJS:***

- 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.
- Caixa de junção (CJ-1 P-37; CJ-2 P-37; CJ-3 P-37; CJ-4 P-37; CJ-5 P-37): Elemento que permite a junção entre as linhas de gás-lift e umbilical.
- Linha IPU: duto flexível após junção entre o umbilical e a linhas de serviço.

- ***Bundles de Poços Injetores (8-MRL-165HP-RJS; 8-MRL-175HP-RJS; 8-MRL-105D-RJS; 8-MRL-114D-RJS; 8-MRL-132-RJS; 8-MRL-096D-RJS; 8-MRL-097D-RJS; 8-MLS-049-RJS; 8-MRL-139D-RJS; 8-MRL-120D-RJS; 8-MRL-144D-RJS; 8-MLS-081HP-RJS; 3-RJS-488; 8-MRL-211D-RJS):***

- Linha de injeção de água: duto flexível (diâmetros internos de 4" ou 6") usado para escoar a água injetada no poço;
- Umbilical Eletro-Hidráulico (UEH): 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.

Adicionalmente, existem 24 anodos de zinco instalados ao longo do gasoduto P-37/P-26 e 32 anodos no aqueduto (**Anexo 10 – Mapa de Anodos**), do tipo braçadeira, dispostos a aproximadamente 177 m de distância entre si para o gasoduto e 140 de distância entre si para o aqueduto, 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), portanto a proposta da Petrobras é de abandoná-los *in situ*, juntamente com o gasoduto.

Conforme mencionado no item 6.3 (Sistemas Submarinos) do PDI Conceitual dos Sistemas de Produção dos Campos de Marlim e Voador, em parte dos dutos do sistema submarino de P-37 há ocorrência de enterramento, que se deu naturalmente pelo assentamento das linhas no leito marinho durante a instalação e por movimentação de sedimentos. Segundo levantamento realizado, o comprimento total de trechos de dutos enterrados equivale a aproximadamente 3692 m, representando uma fração inferior a 2% do comprimento total de dutos (trechos *risers* e *flowlines*).

A presença de cruzamentos entre dutos está representada no **Anexo 3** (Arranjo Submarino para Recolhimento dos *Risers* no *Pull Out*), havendo um total de 814 incidências para o sistema submarino de P-37, no escopo deste Programa de Descomissionamento.

Tabela 3.3-I - Condição atual dos dutos referentes ao sistema submarino da P-37

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-101D-RJS	Gas Lift	1426	1106	2532	2	Inativo	Gás	2,46	59,80	9,14	68,94
	Produção	1422	1106	2528	3	Inativo	Óleo	4 / 6	115,44	16,49	131,93
	UEH	2530	N/A	2530	1	Inativo	N/A	N/A	47,16	22,59	69,75
Bundle do poço 7-MRL-147HP-RJS	Gas Lift	N/A	1928	1938	1	Inativo	Gás	2,46	45,33	5,79	51,12
	Produção	1554,9	1838	3393	5	Inativo	Óleo	4 / 6	223,13	27,97	251,1
	IPU	1424	N/A	1424	1	Inativo	Gás	2,46	69,83	6,44	76,27
	UEH	N/A	1976	1976	1	Inativo	N/A	N/A	36,83	18,30	55,13
PLET-MRL-09A	UH	N/A	464	464	1	Inativo	N/A	N/A	14,82	3,13	17,95
MSI-MRL-04	UEH	2815	N/A	2815	1	Inativo	N/A	N/A	52,44	26,07	78,51
	Injeção de água	1400	1154	2554	4	Inativo	Água	8 / 10	392,47	72,11	464,58
	Teste de injeção de água	1417	1132	2549	3	Inativo	Água	4 / 6	95,75	21,11	116,86
MSI-MRL-04	UEH	2815	N/A	2815	1	Inativo	N/A	N/A	52,44	26,07	78,51
	Injeção de água	1400	1154	2554	4	Inativo	Água	8 / 10	392,47	72,11	464,58
	Teste de injeção de água	1417	1132	2549	3	Inativo	Água	4 / 6	95,75	21,11	116,86
GA_P-37/P-26	Gasoduto	1385	1115	2500	3	Inativo	Gás	8	292,51	37,36	329,87
	Gas Lift	1423	1307	2730	3	Inativo	Gás	4	98,24	14,67	112,91

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)
MSP-MRL-05	Teste de Produção	1405	1375,1	2780	2	Inativo	Óleo	6	94,88	133,62	228,50
	Teste de gás Lift	1423	1111	2534	2	Inativo	Gás	2,46	59,85	9,13	68,98
MSP-MRL-05	UH + IQ	2322	401	2723	2	Inativo	N/A	N/A	43,87	18,40	62,27
	Produção	1404	1396	2800	5	Inativo	Óleo	11,25/11,13	559,02	86,93	645,95
	UEH	3001	N/A	3001	1	Inativo	N/A	N/A	65,12	42,32	107,44
MSPI-MRL-06	Teste de injeção de água	1397	1215	2612	3	Inativo	Água	4 / 6	116,9	20,85	137,75
	Injeção de água	1400	1210	2610	4	Inativo	Água	8 / 10	376,14	70,24	446,38
	Teste de gás lift	1422	1176	2598	3	Inativo	Gás	2,46	61,12	9,33	70,45
	IPU	1453	N/A	1453	1	Inativo	Gás	2,46	74,66	6,58	81,24
	Gas Lift	N/A	1326	1326	1	Inativo	Gás	2,46	31,12	4,10	35,22
	UEH + IQ	N/A	1409	1409	1	Inativo	N/A	N/A	26,25	24,33	50,58
	Produção	1426	1462	2888	3	Inativo	Óleo	8 / 6	266,90	32,98	299,88
Bundle do poço 7-MRL-111D-RJS	IPU	1446	N/A	1446	1	Inativo	Gás	2,46	70,65	6,55	77,2
	Gas Lift	N/A	1112	1112	3	Inativo	Gás	2,46	26,08	3,44	29,52
	UEH	N/A	1142	1142	1	Inativo	N/A	N/A	21,29	10,19	31,48
	Produção	1524	1012	2536	5	Inativo	Óleo	4/6	158	21,46	179,46
Bundle do poço 7-	IPU	1453	N/A	1453	1	Inativo	Gás	2,46	70,99	6,9	77,58
	Gas Lift	N/A	1895	1895	2	Inativo	Gás	2,46	44,32	5,67	49,99

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)
MLS-037HP-RJS	UEH	N/A	1931	1931	1	Inativo	N/A	N/A	35,99	17,88	53,87
	Produção	1415	3308	3308	4	Inativo	Óleo	4 / 6	219,50	27,43	246,93
Bundle do poço 7-MRL-154HP-RJS	IPU	1447	N/A	1447	1	Inativo	Gás	2,46	77,46	6,87	84,33
	Gas Lift	N/A	3401	3401	3	Inativo	Gás	2,46	79,55	10,17	89,72
	UEH	N/A	3403	3403	2	Inativo	N/A	N/A	63,43	31,80	95,23
	Produção	1425	3399	4824	5	Inativo	Óleo	4 / 6	320,71	38,53	359,24
Bundle do poço 7-MRL-213H-RJS	Gas Lift	1412	1276	2688	3	Inativo	Gás	2,46	66,52	9,96	76,48
	UEH	2168	624	2792	2	Inativo	N/A	N/A	52,05	25,85	77,90
	Produção	1404	1344,5	2749	4	Inativo	Óleo	6	186,29	23,45	209,74
Bundle do poço 7-MRL-152-RJS	IPU	1434	N/A	1434	1	Inativo	Gás	2,46	70,28	6,48	76,76
	Gas Lift	N/A	1180	1180	2	Inativo	Gás	2,46	27,60	3,53	31,13
	UEH	N/A	1200	1200	1	Inativo	N/A	N/A	22,37	11,11	33,48
	Produção	1454	1179	2633	5	Inativo	Óleo	4 / 6	186,53	26,59	213,12
Bundle do poço 7-MRL-141HP-RJS	Gas Lift	1426	1235	2661	2	Inativo	Gás	2,46	65,91	9,89	75,80
	UEH	N/A	374	374	1	Inativo	N/A	N/A	6,98	3,45	10,43
	Produção	N/A	375	375	1	Inativo	Óleo	6	28,82	4,12	32,94
Bundle do poço 3-RJS-488	Injeção de água	1419	901	2320	2	Inativo	Água	6	128,48	26,1	154,58
	Injeção de água	N/A	1152	1152	2	Inativo	Água	6 / 4	62	12,12	74,12
	UEH	3000	2910	5910	2	Inativo	N/A	N/A	110,3	34,38	144,68

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)
SSAO Poço 8-MRL-211D-RJS	Injeção de água	N/A	2186	2186	2	Inativo	Água	6	168,01	24,03	192,04
	UEH	N/A	2189	2189	1	Inativo	N/A	N/A	34,52	14,01	48,53
Bundle do poço 8-MRL-165HP-RJS	UEH	2190	2240	4430	3	Inativo	N/A	N/A	6,53	99,49	106,02
	Injeção de água	1419	3003	4422	5	Inativo	Água	6 / 4	243,29	48,51	291,80
Bundle do poço 8-MRL-175HP-RJS	Injeção de água	N/A	355	355	2	Inativo	Água	6 / 4	16,42	3,57	19,99
	UEH	N/A	352	352	1	Inativo	N/A	N/A	6,20	3,36	9,56
Bundle do poço 8-MRL-105D-RJS	Injeção de água	N/A	362	362	2	Inativo	Água	6 / 4	15,31	3,55	18,86
	UEH	N/A	360	360	1	Inativo	N/A	N/A	6,55	3,43	9,98
Bundle do poço 8-MRL-132-RJS	Injeção de água	N/A	1345	1345	3	Inativo	Água	6	63,15	14,31	77,46
	UEH	N/A	1349	1349	1	Inativo	N/A	N/A	25,13	7,89	33,02
Bundle do poço 8-MRL-114D-RJS	Injeção de água	N/A	992	992	2	Inativo	Água	4 / 6	53,1	10,4	63,5
	UEH	N/A	992	992	1	Inativo	N/A	N/A	18,48	5,8	24,28
Bundle do poço 8-MRL-096D-RJS	Injeção de água	N/A	1296	1296	2	Inativo	Água	4 / 6	58,73	13,47	72,20
	UEH	N/A	1295	1295	1	Inativo	N/A	N/A	21,32	14,15	35,47
Bundle do poço 8-MRL-97D-RJS	Injeção de água	N/A	1168	1168	2	Inativo	Água	6	54,92	12,42	67,34
	UEH	N/A	1176	1176	1	Inativo	N/A	N/A	19,36	12,85	32,21
UEH P-37/SDV-P-40	UEH	N/A	1414	1414	1	Inativo	N/A	N/A	20,79	6,08	26,87

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)
UEH_P-37/SSAO-2	UEH	N/A	3510	3510	1	Inativo	N/A	N/A	59,67	75,47	135,14
UEH_P-37/SSAO-1	UEH	N/A	2276	2276	1	Inativo	N/A	N/A	46,02	35,69	81,71
PO_SSAO/P-37	Produção	1374	960	2334	3	Inativo	Óleo	6	156,87	20,43	177,30
Bundle do poço 7-MRL-086D-RJS	Gás Lift	N/A	376	376	1	Inativo	Gás	2,46	8,79	1,16	9,95
	UEH	N/A	377	377	1	Inativo	N/A	N/A	6,64	3,60	10,24
	Produção	N/A	377	377	2	Inativo	Óleo	4 / 6	20,11	2,43	22,54
Bundle do poço 7-MRL-085D-RJS	Gás Lift	N/A	376	376	1	Inativo	Gás	2,46	8,79	1,16	9,95
	UEH	N/A	375	375	1	Inativo	N/A	N/A	6,99	3,35	10,34
	Produção	N/A	376	376	2	Inativo	Óleo	4 / 6	21,79	3,28	25,07
Bundle do poço 7-MRL-087D-RJS	Gás Lift	N/A	540	540	1	Inativo	Gás	2,46	12,63	1,67	14,29
	UEH	N/A	540	540	1	Inativo	N/A	N/A	10,07	4,82	14,89
	Produção	N/A	542	542	2	Inativo	Óleo	4 / 6	29,41	3,6	33,01
Bundle do poço 7-MRL-150HP-RJS	Gás Lift	N/A	901	901	1	Inativo	Gás	2,46	21,07	2,69	23,77
	UEH	N/A	901	901	1	Inativo	N/A	N/A	16,79	8,34	25,14
	Produção	N/A	901	901	2	Inativo	Óleo	4 / 6	57,77	6,35	64,12
Bundle do poço 7-MRL-138H-RJS	Gás Lift	N/A	910	910	1	Inativo	Gás	2,46	21,28	2,72	24,01
	UEH	N/A	906	906	1	Inativo	N/A	N/A	16,89	8,39	25,28
	Produção	N/A	910	910	1	Inativo	Óleo	6	60,74	6,65	67,39

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-103-RJS	Gás Lift	N/A	484	484	1	Inativo	Gás	2,5	11,02	1,92	12,94
	UEH	N/A	470	470	1	Inativo	N/A	N/A	8,64	4,56	13,20
	Produção	N/A	484	484	1	Inativo	Óleo	6	37,16	5,32	42,48
UEH_MSP-MRL-05/7-MRL-103-RJS (TRACK)	UEH	N/A	453	453	1	Inativo	N/A	N/A	8,44	4,05	12,49
Bundle do poço 7-MRL-104D-RJS	Gás Lift	N/A	486	486	1	Inativo	Gás	2,46	11,36	1,50	12,86
	UEH	N/A	486	486	1	Inativo	N/A	N/A	8,56	4,64	13,19
	Produção	N/A	478	478	2	Inativo	Óleo	4 / 6	28,09	4,29	32,38
Bundle do poço 8-MRL-120D-RJS	Injeção de água	N/A	377	377	2	Inativo	Água	4 / 6	18,93	3,76	22,69
	UEH	N/A	380	380	2	Inativo	N/A	N/A	7,08	2,22	9,30
Bundle do poço 8-MRL-139D-RJS	Injeção de água	N/A	382	382	2	Inativo	Água	4 / 6	20,64	2,38	23,02
	UEH	N/A	382	382	1	Inativo	N/A	N/A	7,11	2,24	9,35
Bundle do poço 7-MLS-051HP-RJS	Gás Lift	N/A	3283	3283	2	Inativo	Gás	2,46	77,06	9,85	86,91
	UEH	N/A	2158	2158	1	Inativo	N/A	N/A	42,51	18,13	60,64
	Produção	N/A	1707	1707	1	Inativo	Óleo	6	132,30	17,58	149,87

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-MLS-081HP-RJS	Injeção de água	N/A	1975	1975	1	Inativo	Água	6	111,57	21,80	133,37
	UEH	N/A	1979	1979	1	Inativo	N/A	N/A	29,09	8,51	37,60
Bundle do poço 7-MRL-156H-RJS	Gás Lift	N/A	1074	1074	1	Inativo	Gás	2,46	25,12	3,21	28,33
	UEH	N/A	1074	1074	2	Inativo	N/A	N/A	20,42	9,87	30,29
	Produção	N/A	1074	1074	2	Inativo	Óleo	4 / 6	60,39	7,33	67,72
Bundle do poço 8-MLS-049-RJS	Injeção de água	N/A	4765	4765	3	Inativo	Água	6	264,80	51,46	316,26
	UEH	N/A	4765	4765	2	Inativo	N/A	N/A	70,05	20,59	90,64
Bundle do poço 8-MRL-144D-RJS	Injeção de água	N/A	482	482	2	Inativo	Água	4 / 6	24,76	4,89	29,65
	UEH	N/A	488	488	1	Inativo	N/A	N/A	9,09	2,86	11,95
UEH P-37/WH 7-MRL-131-RJS	UEH	N/A	1791	1791	2	Inativo	N/A	N/A	33,39	16,58	49,97

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

Tabela 3.3-II - 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
Gasoduto P-37	G - Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavada	05/11/2020	482,2 m³	0	Água do mar
Bundle de Injeção do 8-MRL-165HP-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	IA - Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavada	08/10/2021	N.A. (Poço Injetor)	---	Água do mar
Bundle de Produção do 7-MRL-101D-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	GL - Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavada	11/05/2021			Água do mar
	PO - Duto Flexível	Ambas conectadas					
Bundle de Produção do 7-MRL-213H-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	GL - Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavada	06/01/2020	1355 m³	14,14	Água do mar
	PO - Duto Flexível	Ambas conectadas					
Bundle de Produção do 7-MRL-131-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW

Função	Tipo	Tamponamento de extremidade livre	Condição de limpeza	Data de limpeza	Volumes usados na limpeza	TOG após limpeza (ppm)	Fluido na linha
Bundle de Produção do 7-MRL-111D-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	GL - Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavada	11/05/2020	426 m³	12	Água do mar
	PO - Duto Flexível	Ambas conectadas					
Bundle de Produção do 7-MRL-152HP-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	GL - Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavada	21/04/2020	2343,15 m³	5	Água do mar
	PO - Duto Flexível	Ambas conectadas					
Bundle de Produção do 7-MLS-037HP-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	GL - Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavada	28/04/2019	102 m³	2	Água do mar
	PO - Duto Flexível	Ambas conectadas					
Bundle de Produção do 7-MRL-154HP-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	GL - Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavada	19/03/2020	922 m³	9	Água do mar
	PO - Duto Flexível	Ambas conectadas					
Bundle de Produção do 7-MRL-147HP-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	GL - Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavada	04/04/2019	860 m³	2	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
Bundle de Produção do 7-MLS-051-RJS	UEH	Ambas desconectadas	---	---	---	---	HW
	GL - Duto Flexível	Ambas desconectadas	Linha desconectada e limpas em 2006				
	PO - Duto Flexível	Ambas desconectadas	Linha desconectada e limpas em 2006				
Bundle de Produção do 7-MRL-156H-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	GL - Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavada	09/03/2020	840 m³	3	Água do mar
	PO - Duto Flexível	Ambas conectadas					
Bundle de Produção do 7-MRL-150HP-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	GL - Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavada	18/01/2020	1948 m³	3	Água do mar
	PO - Duto Flexível	Ambas conectadas					
Bundle de Produção do 7-MRL-085D-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	GL - Duto Flexível	Ambas conectadas	Será lavada pela UEP com uso de UGN	Previsão da limpeza até 31/08/2022			Água do mar
	PO - Duto Flexível	Ambas conectadas					
Bundle de Produção do 7-MRL-086D-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	GL - Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavada	01/08/2020	743 m³	8	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
Bundle de Produção do 7-MRL-087D-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	GL - Duto Flexível	Ambas conectadas	Será lavada pela UEP com uso de UGN	Previsão da limpeza até 31/08/2022			Água do mar
	PO - Duto Flexível	Ambas conectadas					
Bundle de Produção do 7-MRL-104-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	GL - Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavada	06/08/2020	750 m³	5	Água do mar
	PO - Duto Flexível	Ambas conectadas					
Bundle de Produção do 7-MRL-138HP-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	GL - Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavada	27/02/2021	146 m³	3	Água do mar
	PO - Duto Flexível	Ambas conectadas					
Bundle de Produção do 7-MRL-103-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	GL - Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavada	12/10/2020	778 m³	2,5	Água do mar
	PO - Duto Flexível	Ambas conectadas					
Bundle de Produção do 7-MRL-141HP-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	GL - Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavada	19/04/2020	550,4 m³	4	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</i> de Injeção do 8-MRL-175HP-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	IA - Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavada	10/10/2021	N.A. (Poço Injetor)	---	Água do mar
<i>Bundle</i> de Injeção do 8-MRL-105D-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	IA - Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavada	08/08/2021	N.A. (Poço Injetor)	---	Água do mar
<i>Bundle</i> de Injeção do 8-MRL-114D-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	IA - Duto Flexível	Desconectada na ANM e conectada no <i>manifold</i>	Linha desconectada e tamponada.				
<i>Bundle</i> de Injeção do 8-MRL-132-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	IA - Duto Flexível	Desconectada na ANM e conectada no <i>manifold</i>	Lavada	12/10/2021	N.A. (Poço Injetor)	---	---
<i>Bundle</i> de Injeção do	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW

Função	Tipo	Tamponamento de extremidade livre	Condição de limpeza	Data de limpeza	Volumes usados na limpeza	TOG após limpeza (ppm)	Fluido na linha
8-MRL-096D-RJS	IA - Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavada	11/05/2021	N.A. (Poço Injetor)	---	---
Bundle de Injeção do 8-MRL-097D-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	IA - Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavada	14/06/2022	N.A. (Poço Injetor)	---	---
Bundle de Injeção do 8-MLS-49HP-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	IA - Duto Flexível	Ambas conectadas	Não foi possível realizar limpeza pela UEP e durante intervenção com sonda		N.A. (Poço Injetor)	---	---
Bundle de Injeção do 8-MRL-139D-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	IA - Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavada	19/09/2021	N.A. (Poço Injetor)	---	---
Bundle de Injeção do 8-MRL-120D-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	IA - Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavada	10/10/2021	N.A. (Poço Injetor)	---	---

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</i> de Injeção do 8-MRL-144D-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	IA - Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavada	28/03/2021	N.A. (Poço Injetor)	---	---
<i>Bundle</i> de Injeção do 8-MLS-081HP-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	IA - Duto Flexível	Ambas conectadas	Não foi possível realizar limpeza pela UEP		N.A. (Poço Injetor)	---	---
<i>Bundle</i> de Injeção do 3-RJS-488	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	IA - Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavada	06/05/2021	N.A. (Poço Injetor)	---	---
<i>Bundle</i> de Injeção do 8-MRL-211D-RJS	UEH	Ambas conectadas	---	---	---	---	HW
	IA - Duto Flexível	Ambas conectadas	Lavada	13/08/2021	N.A. (Poço Injetor)	---	---

As linhas dos poços 7-MRL-85D-RJS e 7-MRL-87D-RJS demandam a remoção de hidrato com a UGN (Unidade de Geração de Nitrogênio) previamente a sua lavagem. Estas operações de dissociação de hidrato, a partir de UGN pela UEP (Unidade Estacionária de Produção), estão previstas para ocorrer até o final de 2022, previamente às desconexões de fundo e *pull out* dos *risers*.

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-37. As Fichas de Informações de Segurança de Produtos Químicos - FISPQ desses produtos são apresentadas no **Anexo 9**.

Tabela 3.3-III - Volume de fluidos hidráulicos presentes nos umbilicais eletro-hidráulicos associados a P-37

Linha	Fluido	Mangueiras hidráulicas	Mangueiras HCR	Volume (m³)
UEH_P-37/7-MRL-101D-RJS	TRANSAQUA DW/HW525	9	3	2,583970624
UEH_CJ-5_P-37/7-MRL-147HP-RJS	TRANSAQUA DW/HW525	9	3	2,018152551
UH_MSI-MRL-04/PLET-MRL-09A	TRANSAQUA DW/HW525	3	0	0,099187989
UEH_P-37/MSI-MRL-04	TRANSAQUA DW/HW525	0	2	0,713190777
UH+iQ_P-37/MSP-MRL-05	TRANSAQUA DW/HW525	8	0	1,552235024
UEH_P-37/MSP-MRL-05	TRANSAQUA DW/HW525	5	6	3,350136085
UEH+iQ_CJ-6_P-37/MSPI-MRL-06	TRANSAQUA DW/HW525	4	6	1,472523603
UEH_CJ-1_P-37/7-MRL-111D-RJS	TRANSAQUA DW/HW525	9	3	1,166361444
UEH_CJ-3_P-37/7-MLS-037HP-RJS	TRANSAQUA DW/HW525	9	3	1,972192599
UEH_CJ-4_P-37/7-MRL-154HP-RJS	TRANSAQUA DW/HW525	9	3	3,475593689
UEH_P-37/7-MRL-213H-RJS	TRANSAQUA DW/HW525	9	3	2,851559677
UEH_CJ-2_P-37/7-MRL-152HP-RJS	TRANSAQUA DW/HW525	9	3	1,225598715
UEH_SSAO/7-MRL-141HP-RJS	TRANSAQUA DW/HW525	9	3	0,381978266
UEH_SSAO/8-MRL-211D-RJS	TRANSAQUA DW/HW525	5	0	0,779894066
UEH_P-37/SSAO-1	TRANSAQUA DW/HW525	10	0	1,621780625

Linha	Fluido	Mangueiras hidráulicas	Mangueiras HCR	Volume (m³)
UEH_P-37/8-MRL-165HP-RJS	TRANSAQUA DW/HW525	5	0	1,435803146
UEH_P-37/SSAO-2	TRANSAQUA DW/HW525	12	2	3,890563363
UEH_P-37/3-RJS-488	TRANSAQUA DW/HW525	5	0	2,105607095
UEH_P-37/SDV-P-40	TRANSAQUA DW/HW525	0	0	0
UEH+IQ_MSI-MRL-04/8-MRL-175HP-RJS	TRANSAQUA DW	9	3	0,359508956
UEH_MSI-MRL-04/8-MRL-105D-RJS	TRANSAQUA DW	3	0	0,076956198
UEH_MSI-MRL-04/8-MRL-132-RJS	TRANSAQUA DW	5	0	0,480619961
UEH_MSI-MRL-04/8-MRL-114D-RJS	TRANSAQUA DW	5	0	0,353428467
UEH_MSI-MRL-04/8-MRL-096D-RJS	TRANSAQUA DW	3	0	0,276828547
UEH_MSI-MRL-04/8-MRL-097D-RJS	TRANSAQUA DW	3	0	0,251390248
UEH_MSP-MRL-05/7-MRL-086D-RJS	TRANSAQUA DW	9	3	0,385042263
UEH_MSP-MRL-05/7-MRL-085D-RJS	TRANSAQUA DW	9	3	0,382999598
UEH_MSP-MRL-05/7-MRL-087D-RJS	TRANSAQUA DW	9	3	0,551519422
UEH_MSP-MRL-05/7-MRL-150HP-RJS	TRANSAQUA DW	9	3	0,920220369
UEH_MSP-MRL-05/7-MRL-138HP-RJS	TRANSAQUA DW	9	3	0,92532703
UEH_MSP-MRL-05/7-MRL-103-RJS	TRANSAQUA DW	9	3	0,480026163
UEH_MSP-MRL-05/7-MRL-104D-RJS	TRANSAQUA DW	9	3	0,49636748
UEH_MSPI-MRL-06/8-MRL-120D-RJS	TRANSAQUA DW	5	0	0,135385905
UEH_MSPI-MRL-06/8-MRL-139D-RJS	TRANSAQUA DW	5	0	0,136098462
UEH+IQ_MSPI-MRL-06/7-MLS-051HP-RJS	TRANSAQUA DW	9	0	1,383928968
UEH_MSPI-MRL-06/8-MLS-081HP-RJS	TRANSAQUA DW	5	0	0,70507554
UEH_MSPI-MRL-06/7-MRL-156H-RJS	TRANSAQUA DW	9	3	1,09691085
UEH_MSPI-MRL-06/8-MLS-049-RJS	TRANSAQUA DW	5	0	1,697667988
UEH_MSPI-MRL06/8-MRL-144D-RJS	TRANSAQUA DW	5	0	0,173864004
UEH_P-37/WH 7-MRL-131-RJS	TRANSAQUA DW	9	0	1,148571261

Linha	Fluido	Mangueiras hidráulicas	Mangueiras HCR	Volume (m³)
IPU_P-37/CJ-5_P-37(7-MRL-147HP-RJS)	TRANSAQUA DW	9	3	1,454377142
IPU_P-37/MSPI-MRL-06	TRANSAQUA DW	4	6	1,518507307
IPU_P-37/CJ-1_P-37(7-MRL-111D-RJS)	TRANSAQUA DW	9	3	1,476846452
IPU_P-37/CJ-3_P-37(7-MLS-37HP-RJS)	TRANSAQUA DW	9	3	1,483995777
IPU_P-37/CJ-4_P-37(7-MRL-154HP-RJS)	TRANSAQUA DW	9	3	1,477867784
IPU_P-37/CJ-2_P-37(7-MRL-152-RJS)	TRANSAQUA DW	9	3	1,464590465
VOLUME TOTAL				53,99

Quanto à utilização de elementos de estabilização, alguns dutos flexíveis e umbilicais possuem, ao longo dos trechos *flowline*, “pesos mortos” (trechos de amarras) conectados, como mostra a **Figura 3.3-I** e que foram instalados visando restringir a movimentação destas linhas no leito marinho, num total de 44 incidências.



Figura 3.3-I - Peso morto ao longo do duto de PO depois 7-MRL-58D-RJS

As inspeções submarinas compreendidas nesse relatório foram realizadas em maio de 2014.

Conectadas em algumas linhas submarinas da P-37, há flutuadores e boias de sinalização, a exemplo da **Figura 3.3-II** abaixo:



Figura 3.3-II - Flutuador na extremidade do UEH (abandonado no leito marinho) do poço MRL-60

Estes flutuadores e bóias serão recolhidos juntamente às linhas associadas e encaminhados para as bases de apoio logístico, onde será avaliado se poderão ser reutilizados ou descartados, conforme Política de Gerenciamento de Resíduos da Petrobras

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 Caixa de Junção (CJ) e PLETs, podem ser considerados como acessórios do duto e do umbilical, respectivamente, pois estão *in line* (flangeados), ou seja, foram instalados junto com as linhas submarinas. A **Tabela 3.4-I** apresenta a relação dos equipamentos submarinos de pequeno porte pertencentes ao escopo do projeto de descomissionamento de P-37. Com relação aos sistemas PLET, estes são lavados concomitantemente aos gasodutos em que se encontram conectados, uma vez que fazem parte do circuito pelo qual será bombeado fluido para limpeza.

Tabela 3.4-I - Relação dos equipamentos submarinos da P-37

A – Tipo	B - TAG	C - Dimensões	C - Peso (ton)	D - Profundidade (m)	E - Coordenada Geográfica		F - Status Atual	G - Data da Limpeza	H - Tamponamento
					Latitude	Longitude			
PLET	PLET-MRL-MP-01B	5,889m x 5,59m x 3,085m	11,5	820	-40:08:55,396	-22:28:20,171	Abandonado	N/A	N/A
							Temporariamente		
PLET	PLET-MRL-MP-01A	5,889m x 5,59m x 3,085m	11,5	880	-40:06:17,162	-22:28:22,708	Abandonado	N/A	N/A
							Temporariamente		
PLET	PLET-MRL-MGL-01B	5,848m x 5,59m x 3,094m	12,5	780	-40:08:55,232	-22:28:21,506	Abandonado	N/A	N/A
							Temporariamente		
PLET	PLET-MRL-MGL-01A	6,525m x 5,59m x 3,094m	14,3	859	-40:06:17,495	-22:28:25,047	Abandonado	N/A	N/A

A – Tipo	B - TAG	C - Dimensões	C - Peso (ton)	D - Profundidade (m)	E - Coordenada Geográfica		F - Status Atual	G - Data da Limpeza	H - Tamponamento
					Latitude	Longitude			
							Temporariamente		
PLET	PLET-MRL-MW-01A	5,889m x 5,59m x 3,085m	10,5	850	-40:06:18,311	-22:28:26,407	Instalado	06/05/2021	N/A
PLET	PLET-MRL-MW-01C	4,991m x 4,02m x 3,212m	12,8	826	-40:07:48,844	-22:28:23,991	Instalado	06/05/2021	N/A
PLET	PLET-MRL-MW-01B	6,568m x 5,59m x 3,341m	17,8	820	-40:08:55,208	-22:28:22,807	Abandonado	06/05/2021	N/A
							Temporariamente		
SSAO	SSAO-MRL-1	21,8m x 8,5m x 4,0m	365,0	870	-40:06:37,691	-22:28:56,646	Instalado	3/11/2021	N/A
MANIFOLD	MSPI-MRL-06	15m x 8,4m x 6,4m	237,7	942	-40:05:01,588	-22:29:48,581	Instalado	*Previsão até agosto/2022	N/A
MANIFOLD	MSP-MRL-05	15m x 8,3m x 6,6m	275,9	937	-40:04:42,745	-22:29:10,434	Instalado	Previsão até dezembro/2022	N/A
MANIFOLD	MSI-MRL-04	10,8m x 8,4m x 6,0m	164,8	910	-40:04:53,902	-22:28:33,678	Instalado	14/06/2022	N/A
PLET	PLET-MRL-09A	5,848m x 3,752m x 3,094m	13,5	916	-40:04:48,621	-22:28:43,014	Instalado	05/11/2020	N/A
PLET	PLET-MRL-09B	5,848m x 3,752m x 3,094m	13,5	916	-40:02:22,346	-22:28:18,379	Instalado	05/11/2020	N/A

A – Tipo	B - TAG	C - Dimensões	C - Peso (ton)	D - Profundidade (m)	E - Coordenada Geográfica		F - Status Atual	G - Data da Limpeza	H - Tamponamento
					Latitude	Longitude			
Caixa de Emenda - ISU	CJ-1_P-7	1,2m x 1,6m x 1,75m	1,8	913	-40:07:49,424	-22:29:31,234	Instalado	N/A	N/A
Caixa de Emenda - ISU	CJ-2_P-37	1,2m x 1,6m x 1,75m	1,8	886	-40:06:11,978	-22:29:06,220	Instalado	N/A	N/A
Caixa de Emenda - ISU	CJ-3_P-37	1,2m x 1,6m x 1,75m	1,8	909	-40:05:53,707	-22:29:32,229	Instalado	N/A	N/A
Caixa de Emenda - ISU	CJ-4_P-37	1,2m x 1,6m x 1,75m	1,8	900	-40:06:04,290	-22:29:25,263	Instalado	N/A	N/A
Caixa de Emenda - ISU	CJ-5_P-37	1,2m x 1,6m x 1,75m	1,8	892	-40:05:36,775	-22:28:43,892	Instalado	N/A	N/A
Caixa de Emenda - ISU	CJ-6_P-37	1,2m x 1,6m x 1,75m	1,8	916	-40:05:32,303	-22:29:29,351	Instalado	N/A	N/A
Skid de Anodo	17406Skid	1,5m x 1,6m x 1,7m	2	900	-40:04:42,699	-22:29:11,759	Instalado	N/A	N/A

(*) Previsão de limpeza das linhas de PO associadas ao *Manifold* MSPI-MRL-06.

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-37 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 nº 46/2016 – 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 Área Geográfica da Bacia de Campos - AGBC (LO Nº 782/2008, com renovação válida até abril/2022). Ressalta-se que foi protocolada em 30/11/2021 solicitação de renovação desta LO (Carta SMS/LCA/MPL-E&P/MPL-AGP 0444/2021).

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

Ao final da fase 1 de abandono, os poços terão seus conjuntos de barreira verificados e passarão a estar, segundo o SGIP, na condição de abandono temporário sem monitoramento. Por essa razão, os intervalos de tempo entre a desconexão e a fase 1, e entre as fases 1 e 2 dos abandonos não ultrapassarão o prazo limite de 3 anos para permanência nessa condição, estabelecido pelo SGIP.

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

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-37, 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.

Nos levantamentos realizados em trechos de tubulação e na planta de processo (**Anexo 11**), somente o trecho de entrada da bomba B-5336-05 C apresentou leituras de taxa de dose - NRS (Nível de Radiação de Superfície) - entre 0,5 e 1,00 microSv/hora. Todos os demais pontos dos trechos de tubulação e equipamentos apresentaram leituras inferiores

a 0,5 microSv/hora indicando que tais pontos podem ser classificados como área livre para presença de teores de NORM.

Nos levantamentos realizados em tanques, ao longo de 3 anos, não foi encontrada nenhuma ocorrência de NORM.

Tabela 3.7-I - Relação de borras geradas dos tanques

TANQUE	Nº TAMBORES	BORRA COMUM	CAT I BRANCA	CAT II AMARELA
1BE	92	92	NÃO	NÃO
1C	112	112	NÃO	NÃO
1BB	31	31	NÃO	NÃO
2BB	56	56	NÃO	NÃO
2C	31	31	NÃO	NÃO
2BE	48	48	NÃO	NÃO
3BB	88	88	NÃO	NÃO
3BE	100	100	NÃO	NÃO
3BE	22	22	NÃO	NÃO
3C	129	129	NÃO	NÃO
3C	51	51	NÃO	NÃO
4BE	30	30	NÃO	NÃO
4BB	105	105	NÃO	NÃO
5BB	8	8	NÃO	NÃO
5BB	3	3	NÃO	NÃO
5BE	7	7	NÃO	NÃO
5C	144	144	NÃO	NÃO
6BB	676	676	NÃO	NÃO
6BE	336	336	NÃO	NÃO
7BB	143	143	NÃO	NÃO
7BE	104	104	NÃO	NÃO
8BB	120	120	NÃO	NÃO
8BE	110	110	NÃO	NÃO
TOTAL	2546	2546	NÃO	NÃO

- Zero bombonas - Categoria I
- Zero bombonas - Categoria II
- 2546 bombonas – borra comum (Borras geradas na limpeza dos tanques).

Pelo histórico de limpeza em paradas programadas do vaso separador de produção (SG-122301-A), 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 acondicionados em tambores devidamente identificados, e armazenados temporariamente até o desembarque e posteriormente encaminhados para o terminal CABIÚNAS.

Foram 32 tambores (Requisição de Transporte – RT-308731523 DE 30/01/2013) e 12 tambores (RT-311674216 DE 10/10/2014), todos CAT-I (BRANCA).

Registra-se também que havia dois medidores nucleares instalados na planta de processamento da P-37, cada um com 48 fontes radioativas de Am-241 (isótopo radioativo do elemento químico amerício). Estas fontes radioativas já foram removidas e encaminhadas para a CNEN (Comissão Nacional de Energia Nuclear), RT-320604590.

Há também medidores nucleares na P-37 no MSPI-6 e SSAO:

Tabela 3.7-II – Medidores nucleares no MSPI-6 e SSAO da P-37.

Identificação	Aplicação	Localização	Fabricante	Modelo/Tipo	Nº de Série	Fonte (NºSérie)	Quantidade de fontes	Atividades (mCi)	Massa estimada em (t)
MN - 01	Medição Multifásica (Equipamento Submarino não operacional)	Plataforma P-37 - <i>Manifold</i> MSPI-6 - MSPI-MRL-6 => UTM ESTE: 388378.09 / UTM NORTE: 7511934.77	Framo	MSPI-6	-	Ba-133 - (NN-484)	1	10	(*)
MN - 02	Medição de nível do separador submarino água-óleo (SSAO) - (Equipamento Submarino)	Plataforma P-37 -Coordenadas N (m) - 7.513.519 Coordenada (m) E - 385613*DATUM SIRGAS 2000 Obs:	TRACERCO Limited	PRI - 176 - W-2	PRI-176-W-2-298-A e PRI-176-W-2-	Cs-137 0032/10; 0033/10; 0034/10; 0035/10; 0036/10; 0037/10;	19	29,1 a 32,4	0,1231**

Identificação	Aplicação	Localização	Fabricante	Modelo/Tipo	Nº de Série	Fonte (NºSérie)	Quantidade de fontes	Atividades (mCi)	Massa estimada em (t)
	não operacional)	Profundidade d'água (m) - 870			298-B	0038/10; 0039/10; 0040/10; 0041/10; 0042/10; 0043/10;			
						0044/10;0045/10; 0046/10; 0047/10; 0048/10; 0049/10;			
						0385/10.			
MN – 03	Medição de nível do separador submarino água-óleo (SSAO) - (Equipamento Submarino não operacional)	Plataforma P-37 –Coordenadas N (m) - 7.513.519 Coordenada (m) E – 385613*DATUM SIRGAS 2000 Obs: Profundidade d'água (m) - 870	TRACERCO Limited	PRI – 176 – W-2	PRI-176-W-2-302-A e PRI-176-W-2-302-B	Cs-137	19	27,3 a 32,4	
						0386/10; 0452/10; 0453/10; 0454/10; 0455/10; 0456/10;			
						0457/10; 0458/10; 0459/10; 0460/10; 0461/10; 0462/10;			
						0463/10; 0464/10; 0465/10; 0466/10; 0467/10; 0468/10;			
						0469/10.			

(*) *Manifold* MSPI-6: Não foi identificada a massa estimada do módulo de medição multifásica;

(**) SSAO: O conjunto a ser removido pesa no ar 132,1 kg (massa estimada).

Tabela 3.7-III – Lista de ignitores radioativos (IGR) de P-37

Identificação	Aplicação	Localização	Fabricante	Modelo/Tipo	Part Number do Ignitor	No série do Ignitor	Fonte	Atividade (µCi)
IRG-01	Excitador de ignição	Plataforma de P-37- Turbo compressor de gás TC-A	UNISON INDUST	TSN-3	0748250CNL21454PO4	UNN4780T	Kr-85	6,9
IRG-02	Excitador de ignição	Plataforma de P-37- Turbo compressor de gás TC-A	UNISON INDUST	TSN-3	0748250CNL21454PO4	UNN4745T	Kr-85	6,9

Identificação	Aplicação	Localização	Fabricante	Modelo/Tipo	Part Number do Ignitor	No série do Ignitor	Fonte	Atividade (μCi)
IRG-03	Excitador de ignição	Plataforma de P-37- Turbo compressor de gás TC-B	UNISON INDUST	TSN-3	0748250CNL21454PO4	UNN5514T	Kr-85	6,9
IRG-04	Excitador de ignição	Plataforma de P-37- Turbo compressor de gás TC-B	UNISON INDUST	TSN-3	0748250CNL21454PO4	UNN5629T	Kr-85	6,9
IRG-05	Excitador de ignição	Plataforma de P-37- Turbo compressor de gás TC-A	UNISON INDUST	TSN-3	0748250CNL21454PO4	UNN5648T	Kr-85	6,9
IRG-06	Excitador de ignição	Plataforma de P-37- Turbo compressor de gás TC-A	UNISON INDUST	TSN-3	0748250CNL21454PO4	UNN5628T	Kr-85	6,9
IRG-07	Excitador de ignição	Plataforma de P-37- Turbo compressor de gás TC-B	UNISON INDUST	TSN-3	0748250CNL21454PO4	UNN5520T	Kr-85	6,9
IRG-08	Excitador de ignição	Plataforma de P-37- Turbo compressor de gás TC-B	UNISON INDUST	TSN-3	0748250CNL21454PO4	UNN5651T	Kr-85	6,9

Tabela 3.7-IV – Detectores de chama e fumaça com fontes radioativas em P-37

TAG	APLICAÇÃO	LOCALIZAÇÃO	FABRICANTE	MODELO	FONTE	ATIVIDADE (μCi)
UV-38	SISTEMA DE DETECÇÃO DE CHAMA	COMPRESSOR BOOSTER	DETTRONICS	U7652	Kr85	0.4 μCi
UV-39	SISTEMA DE DETECÇÃO DE CHAMA	COMPRESSOR BOOSTER	DETTRONICS	U7652	Kr85	0.4 μCi
BT-382	SISTEMA DE DETECÇÃO DE CHAMA	TC-B	NET SAFETY	UVS-AR	Kr85	0.4 μCi
BT-383	SISTEMA DE DETECÇÃO DE CHAMA	TC-B	NET SAFETY	UVS-AR	Kr85	0.4 μCi

As fontes presentes nos ignitores e detectores de chama e fumaça serão removidas e encaminhadas para a CNEN (Comissão Nacional de Energia Nuclear) ainda em 2022.

O módulo de medição multifásica presente no MSPI-MRL-6, que possui uma fonte radioativa e as fontes presentes no SSAO do módulo *Pipe Separator*, serão removidas e encaminhadas para a CNEN (Comissão Nacional de Energia Nuclear), como será explicado no **capítulo 4, itens 4.a e 4.b**.

Produtos Químicos

A **Tabela 3.7-VI** lista os produtos químicos que atualmente se encontram a bordo da P-37, indicando também quais serão removidos durante o descomissionamento da plataforma.

Tabela 3.7-V - Produtos químicos

Identificação - Produto Químico	Função	Volume/ massa	Composição estimada	Será mantido até o final do Projeto? (S/N)	Será mantido para a Navegação? (S/N)	Ainda em uso? (S/N)	Localização – Por instalação de produção
LUBRAX HYDRA XP 32	ÓLEO HIDRAÚLICO	2600 L	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-37
SAF-ACID	INIB. INCR. INORGÂN.	1475 Kg	Ácido Sulfamídico	S	N	N	P-37
ÁCIDO CLORÍDRICO 37%	LIMPEZA ÁCIDA	200 L	Água e Ácido Clorídrico	S	N	S	P-37
HIPOCLORITO DE SÓDIO	BACTERICIDA	200 L	Ácido Hipocloroso Água Sanitária	S	N	S	P-37
LITH PLUS SM2	ÓLEO LUBRIFICANTE	120 Kg	Mistura de hidrocarbonetos	S	N	N	P-37
LUBRAX LITH 0/1 EP	GRAXA	20 Kg	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	N	P-37
LUBRAX POLYTEC 2	GRAXA	30 Kg	Mistura de hidrocarbonetos	S	N	S	P-37
LUBRAX CLAY 2	GRAXA LUBRIFICANTE	140 Kg	Mistura de hidrocarbonetos	S	N	S	P-37
LUBRAX CLAY ADS	GRAXA INDUSTRIAL	340 Kg	Mistura de hidrocarbonetos	S	N	N	P-37
LUBRAX LITH EP 2	LUBRIFICANTE GERAL	242 Kg	Mistura de hidrocarbonetos	S	N	S	P-37
LUB. LITHPLUS EP 2	GRAXA LUBRIFICANTE	80 Kg	Mistura de hidrocarbonetos	S	N	S	P-37
NEO SC2	GRAXA LUBRIFICANTE	140 Kg	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-37
LUBRAX LITH 3	GRAXA LUBRIFICANTE	280 Kg	Mistura de hidrocarbonetos	S	N	N	P-37
BITZER BSE 32	ÓLEO LUBRIFICANTE	8 L	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-37

Identificação - Produto Químico	Função	Volume/ massa	Composição estimada	Será mantido até o final do Projeto? (S/N)	Será mantido para a Navegação? (S/N)	Ainda em uso? (S/N)	Localização – Por instalação de produção
LUBRAX GEAR 150	ÓLEO LUBRIFICANTE	160 L	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-37
LUBRAX GEAR 220	ÓLEO LUBRIFICANTE	180 L	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-37
LUBRAX HYDRA XP 46	ÓLEO LUBRIFICANTE	60 L	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-37
LUBRAX TECNO 10W40	ÓLEO LUBRIFICANTE	45 L	Mistura de hidrocarbonetos	S	N	S	P-37
LUBRAX TRM 5/140	ÓLEO LUBRIFICANTE	60 L	Mistura de hidrocarbonetos	S	N	S	P-37
QUICKSILVER SAE 25W-40	ÓLEO LUBRIFICANTE	4 L	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	N	P-37
QUICKSILVER SAE 90	ÓLEO LUBRIFICANTE	4 L	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	N	P-37
R 410 A	GÁS REFRIGERANTE	7 Kg	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-37
FREON 134 A	GÁS REFRIGERANTE	45 Kg	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-37
SUVA 407 C	GÁS REFRIGERANTE	4 Kg	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-37
R 404 A	GÁS REFRIGERANTE	16 Kg	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-37
ISCEON M099	GÁS REFRIGERANTE	14 Kg	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-37
LUBRAX CH4 TURBO 15W40	MOTORES DIESEL	1600 L	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-37
LUBRAX XP 46	ÓLEO LUBRIFICANTE	1400 L	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-37
LUBRAX HR 68	ÓLEO HIDRÁULICO	3200 L	Mistura de hidrocarbonetos	S	S	S	P-37
LUBRAX TURBINA X 68	ÓLEO LUBRIFICANTE	1200 L	Mistura de hidrocarbonetos	S	N	S	P-37
CASTROL TRANSAQUA	FLUIDO HIDRAULICO	1800 L	Etilenoglicol e Aditivos	N	N	S	P-37

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-37: dutos rígidos, linhas flexíveis, 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 alternativas de descomissionamento de dutos rígidos do sistema submarino de Marlim e Voador.

A seguir, no item 4.b, será apresentada a avaliação das alternativas indicadas para os dutos rígidos pertencentes ao escopo do PDI da P-37, juntamente com os anodos de sacrifício instalados nestes.

Dutos Flexíveis

A Petrobras reitera seu entendimento no sentido de que, à luz dos critérios previstos na Res. ANP 817, 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, considerando que o órgão ambiental licenciador discorda dessa proposição, e já se posicionou 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.”

Uma vez que a remoção das linhas flexíveis não se configura como inexecutável, não traz riscos que sejam inaceitáveis aos trabalhadores ou ao meio ambiente, e que, por fim, não causará impactos injustificáveis, a Petrobras propõe o recolhimento integral das linhas flexíveis que pertencem ao escopo do projeto de descomissionamento da P-37.

Equipamentos Submarinos

Os equipamentos submarinos que fazem parte do escopo do projeto de descomissionamento de P-37 podem ser divididos em 4 grupos:

- Grupo 1: CJs - equipamentos / acessórios instalados "*in line*";
- Grupo 2 - PLETs: equipamentos considerados de pequeno porte e associados a dutos rígidos;
- Grupo 3 - *Manifolds* e SSAO: equipamentos de grande porte contendo
 - SCMs ("parte eletrônica" dos sistemas de controle desses equipamentos);
 - Módulo de medição multifásica (MSPI-MRL-6);
 - Fontes radioativas (SSAO).
- Grupo 4 - *Skid* de anodos.

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 e dutos rígidos à que estão associados).

Alternativas de Descomissionamento do Grupo 2

Conforme apresentado **Figura 3-II** e **Tabela 3.4-I**, os 9 PLETs conectam os trechos rígidos de gasodutos e poços aos trechos flexíveis. Estes equipamentos foram lançados

flangeados aos dutos rígidos³ e, por conseguinte, são considerados parte integrante (“acessórios”) desses. Vale destacar a configuração das conexões entre os diversos elementos aqui considerados - tramo flexível x PLET x duto rígido:

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

Com base nas informações acima, o capítulo 4.b tratará de forma mais específica as alternativas de recolhimento e permanência definitiva *in situ* desses PLETs.

Alternativas de Descomissionamento do Grupo 3

Considerados equipamentos de maior porte, os três *manifolds* e o SSAO instalados em P-37 (dimensões apresentadas na **Tabela 4.a-I**), demandam alternativas de desinstalação mais complexas.

Tabela 4.a-I – Dimensões dos Grandes Equipamentos de P-37

TAG	Status	Produto	Dimensões	Peso (ton)	LDA (m)	Data de Instalação	Última Inspeção
MSI-MRL-4	Parado	Água	10,8 x 8,4 x 6,0	172	910	01/01/2003	30/05/2017
MSP-MRL-5	Parado	Óleo	15,0 x 8,3 x 6,6	289	940	01/10/2007	26/09/2017
MSPI-MRL-6	Parado	Água/Óleo	15,0 x 8,4 x 6,4	266	942	01/08/2008	31/05/2017
SSAO-MRL-1	Parado	Água/Óleo	21,8 x 8,5 x 4,0	364,6	870	15/11/2011	25/09/2017

Para o Grupo 3, foram consideradas como alternativas de descomissionamento o recolhimento integral e o recolhimento parcial dos equipamentos. A alternativa de “permanência *in situ* integral” desses equipamentos foi rechaçada, devido à presença de

³ 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.

acessórios nos mesmos (SCMs, módulo de medição multifásica e fonte radioativa). Desta forma, o item 4.b traz uma avaliação baseada nas alternativas de recolhimento integral e parcial (módulos SCM, módulos multifásicos e fontes radioativas) desse grupo.

Alternativas de Descomissionamento do Grupo 4

O *skid* de anodo instalado no UEH-MRL-103 (já desconectado), possui dimensões de 1,5m x 1,6m x 1,7m e peso de 2 toneladas e será recolhido por embarcação RSV e destinado para sucateamento.

Sistema de Ancoragem

Para o sistema de ancoragem da plataforma P-37 foram consideradas as seguintes alternativas de destinação:

- **Opção 1 – Remoção total do sistema de ancoragem:** Desconexão das oito linhas de ancoragem. Remoção integral das amarras de topo (segmento superior), cabos de aço (segmento intermediário), amarras de fundo (segmento inferior) e âncoras de arraste.
- **Opção 2 – Remoção parcial do sistema de ancoragem:** Desconexão das oito linhas de ancoragem. Recolhimento das amarras de topo e cabos de aço durante a operação de desconexão. Manutenção de amarras de fundo de âncoras de arraste *in situ*.

Estas alternativas serão estudadas mais à frente, no item 4.b.

Plataforma

O Projeto de Descomissionamento do FPSO P-37 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.

4.b) Estudo de comparação das alternativas de descomissionamento

Dutos Rígidos

A Petrobras realizou 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-37 estão localizados em LDA superior a 100 m e distantes da costa (superior a 85 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).

- Nenhum dos dutos da P-37 possui histórico de inspeção instrumentada. Adicionalmente, para o Gasoduto de 8” P-37/P-26 há indicação de taxas de corrosão moderadas a severas. Logo, a ausência de informações e, por conseguinte, de garantia de integridade das estruturas para suportar as cargas de remoção (considerando o grau de detalhamento das análises realizadas neste estudo) torna os métodos de remoção por “instalação reversa” (*S-Lay* e *Reel-Lay*) não recomendados para os dutos em questão.

- 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 (> 85 km), 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 a alternativa de corte e içamento. 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 e aqueduto de P-37, uma eventual remoção destes componentes dos dutos rígidos implicaria na realização de centenas de 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 (56 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 (56 anodos) e na LDA (superior a 800 m) 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 o Gasoduto P-37/P-26 e o Aqueduto permaneçam definitivamente *in situ* como estão, ou seja, com todos os seus “acessórios”, inclusive com os 56 anodos fixados.

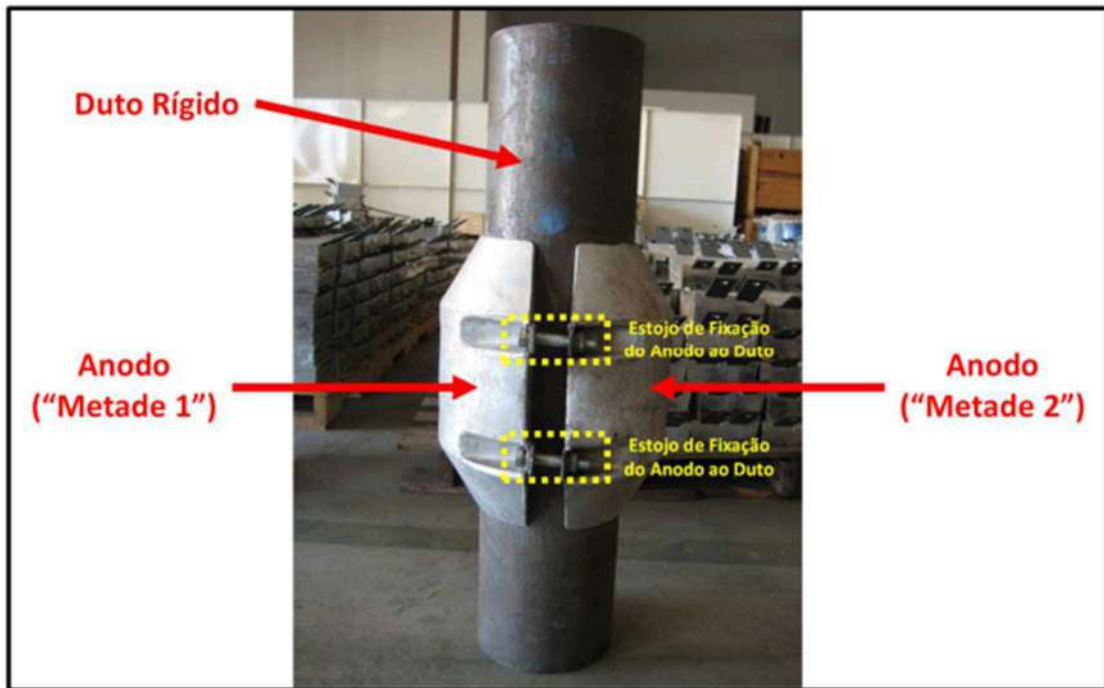


Figura 4.b-I - Anodo



Figura 4.b-II - Fotos de Anodos instalados nos oleodutos



Figura 4.b-III - Anodos Soterrados

Dutos Flexíveis

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

Desta forma, a Petrobras propõe o recolhimento integral das linhas flexíveis que pertencem ao escopo do projeto de descomissionamento da P-37.

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 os PLETs (tramo flexível x PLET x duto rígido), tem -se:

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

Para este “tipo de conexão”, seria impossível⁴ efetuar a remoção dos PLETs juntamente com as linhas flexíveis que serão recolhidas no âmbito do PDI da P-37.

⁴ O PLET não é dimensionado para suportar os esforços de ser içado (e ficar “pendurado” durante a remoção do duto flexível) pelo MCV.

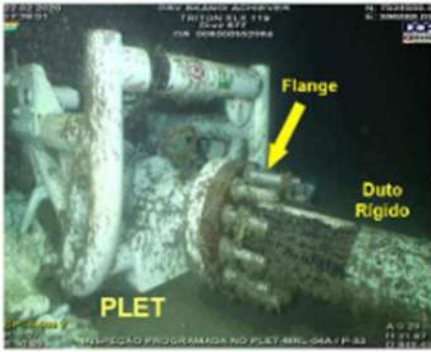


Figura 4.b-IV - Conexão Duto Rígido x Duto Flexível

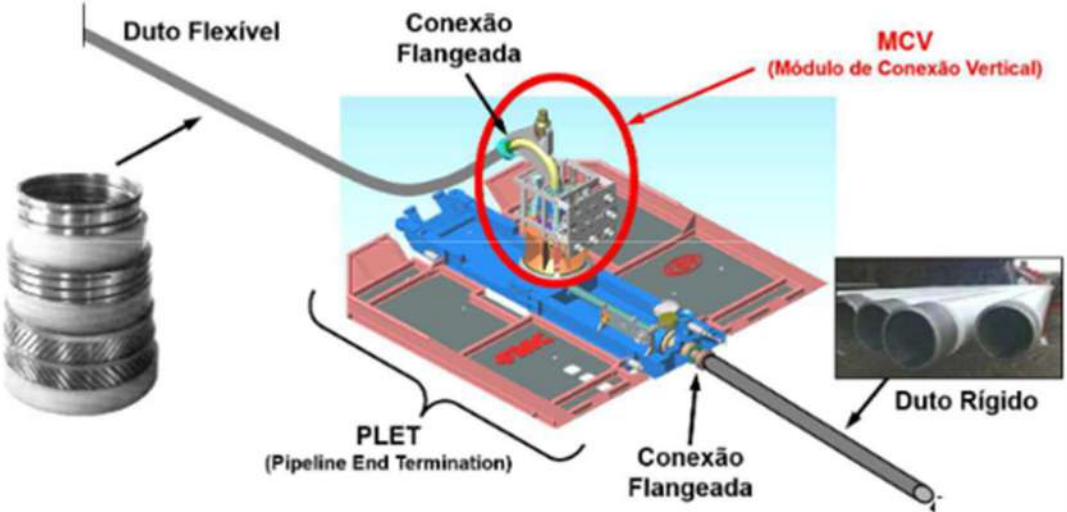


Figura 4.b-V - Ilustração PLET

Os seguintes aspectos também foram avaliados pela Petrobras ao considerar como alternativas de descomissionamento o recolhimento integral e a permanência definitiva *in situ* dos PLETs (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 dimensões⁵ e a localização dos PLETs, incluindo sua LDA, não oferecem risco para outros usuários do mar, sobretudo não oferecem risco à navegação;
- Os PLETs são constituídos 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 metálica⁶), 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, justificando a sua 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;
- 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;

⁵ Por exemplo, o comprimento e a massa do PLET-MRL-9A correspondem, respectivamente, a 0,02% e 2,6% do comprimento e da massa do Gasoduto P-37/P-26.

⁶ Long Term Degradation of Offshore Structures and Pipelines: Decommissioned and Left In-Situ. Report No. 002-1201-RPT-001. Oil & Gas UK, 2013.

- *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.

Para cada tipologia de equipamentos do Grupo 3, porém, temos especificidades, dentro desse padrão operacional que foram indicadas a seguir.

I. MSI-MRL-4, MSP-MRL-5 e MSPI-MRL-6 (*Manifolds*)

A estratégia para a recuperação desses Equipamentos Submarinos 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 White*⁷, “*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 estruturas submarinas é normalmente mais trabalhosa do que a instalação das mesmas”.

⁷ *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.*

- 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* e equipamentos de processamento/bombeamento 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 Petrobras propõe a permanência *in situ* destes.

II. SSAO

O SSAO (Separador Submarino de Água e Óleo) é considerado ESPECIAL para a disciplina de Instalações e Comissionamento de Equipamentos Submarinos por possuir grandes dimensões e peso superior a 300 toneladas (**Figura 4.b-VI**). O conceito básico da estrutura é o de pórtico espacial, composto de quadros e contraventamentos em perfis laminados. A estação abriga 8 módulos (**Figura 4.b-VII**).



Figura 4.b-VI - Visão Geral do SSAO-MRL-01

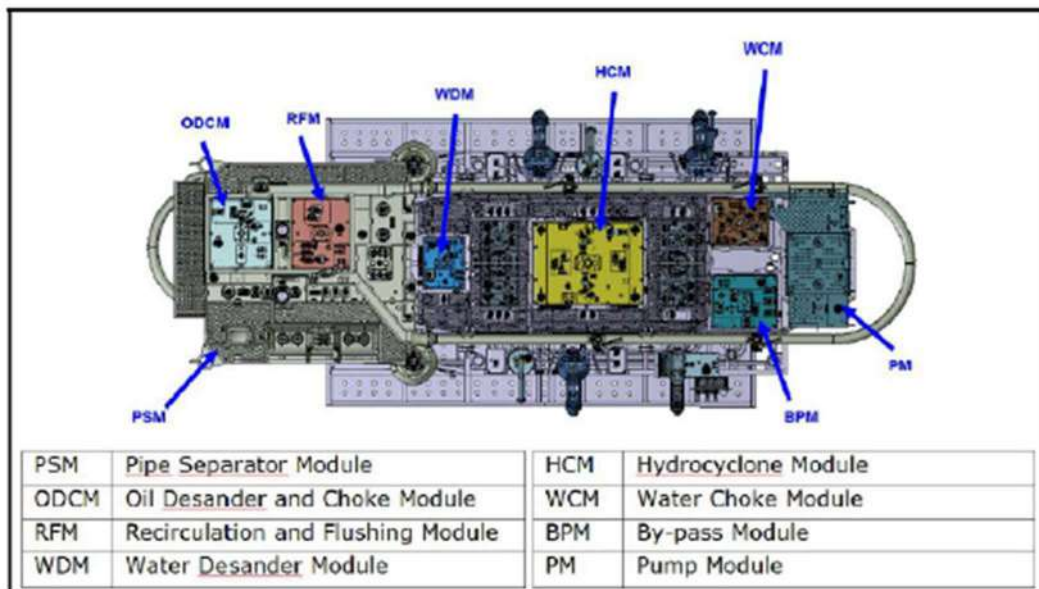


Figura 4.b-VII - Posição dos módulos recuperáveis do SSAO-MRL-01

A estratégia para a recuperação do SSAO se dá pela remoção utilizando o modal “*ship-to-ship*” utilizando as embarcações principal (guindaste) + embarcação de apoio. A possibilidade de recuperação a cabo poderia ser realizada pelo guindaste da embarcação principal e o equipamento seria recebido (*inboarding*), peado e transportado até o porto pela embarcação de apoio.

De forma análoga ao exposto acima para o caso dos *manifolds*, para o caso do SSAO as mesmas dificuldades são encontradas para a opção de remoção integral deste do leito marinho, indicando pela Petrobras, uma proposta permanência *in situ* deste equipamento.

Como alguns módulos deste equipamento apresentam componentes eletroeletrônicos (módulos de SCM) (**Figuras 4.b-VIII e IX**) e fontes radioativas no módulo de medição multifásica do MSPI-MRL-6 e no SSAO (Figura **4.b-X**), a Petrobras propõe uma alternativa à permanência *in situ* da integralidade destes equipamentos que seria o recolhimento dos módulos SCMs dos *manifolds* e SSAO, de todas as fontes radioativas presentes e dos jumpers eletrohidráulicos. As dimensões desses módulos, encontram-se descritas na tabela abaixo:

Tabela 4.b-I – Dimensões dos SCMs, módulo multifásico do MSPI-MRL-6 e fonte radioativa do SSAO.

Equipamento	TAG	Tipo	Dimensões (m)	Peso (ton)	Quantidade (un)
MSI-MRL-4	MA-ST-C-001	SCM	2,8 x 1,0 x 1,0	3,3	2
MSP-MRL-5	MA-ST-C-001	SCM	2,8 x 1,0 x 1,0	3,3	4
MSPI-MRL-6	MA-ST-C-001	SCM	2,8 x 1,0 x 1,0	3,3	3
MSPI-MRL-6	MA-VG-D-12	Módulo Multifásico	3,0 x 1,5 x 1,5	5,3	1
SSAO-MRL-1	EHCM-1	SCM	3,2 x 1,4 x 2,8	4,5	1
SSAO-MRL-1	EHCM-2	SCM	3,2 x 1,4 x 2,8	4,5	1
SSAO-MRL-1	Módulo Pipe Separator	Level Density Profiler Sensor	29 x 9,3 x 4,0	112,7	4 Level Density Profiler Sensor



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

Subsea Control Module (GE)

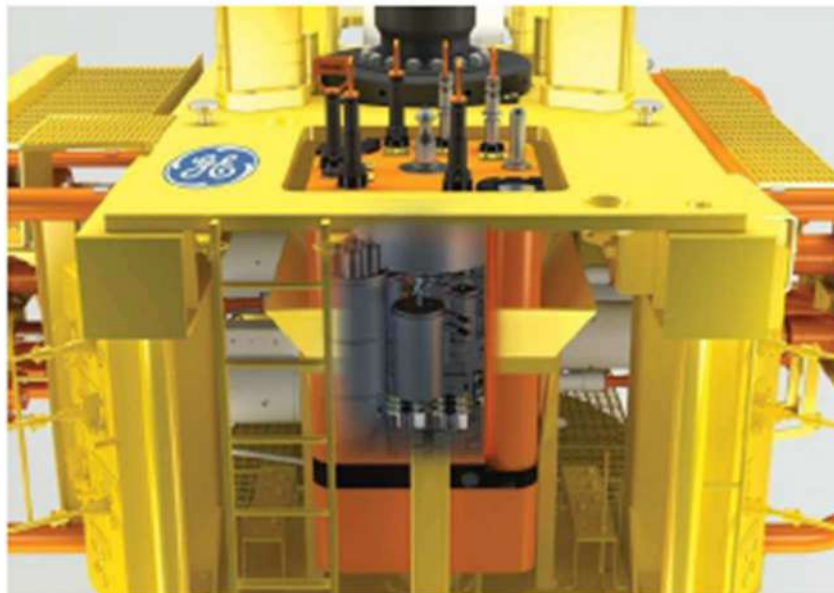


Figura 4.b-IX – Esquemático de Instalação do SCM no Manifold

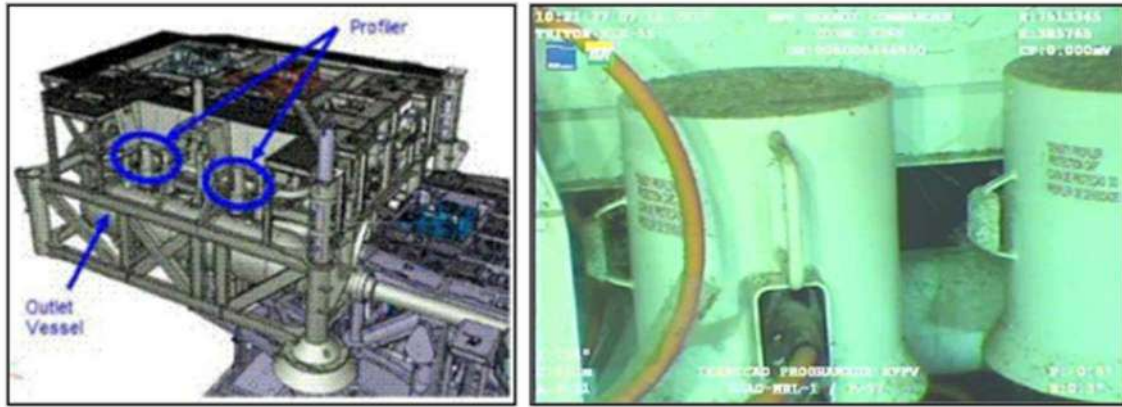


Figura 4.b-X - Localização dos sensores e capas de proteção do módulo contendo as fontes radioativas do SSAO.

A remoção das fontes radioativas do SSAO prevê uma etapa adicional, de descida de um casulo protetor para acomodação da fonte ainda no fundo do mar, com o objetivo de proteção de pessoas durante o manuseio, acondicionamento, transporte e destinação final junto à CNEN.

Assim, a Petrobras propõe como destinação final dos equipamentos do grupo 3 aqui listados a remoção dos módulos SCMs, de todas as fontes radioativas presentes e dos *jumpers* eletrohidráulicos e permanência definitiva *in situ* das estruturas metálicas (válvulas, tubulações, vigas estruturais etc.), o que não acarreta prejuízo ambiental permanecendo no leito marinho.

Comparação de Alternativas – Grupo 4

Conforme indicado no 4.a, o *skid* de anodo instalado no UEH-MRL-103 (já desconectado), será recolhido por embarcação RSV e destinado para sucateamento. A desinstalação consiste em desconectar a cordoalha metálica que liga o *skid* de anodo ao duto, com apoio de RSV, içar o equipamento por olhais até o convés da embarcação e realizar o encaminhamento do material até o seu destino final, como sucata.

Sistemas de Ancoragem

Conforme exposto no **item 4.a**, foram consideradas duas alternativas para a definição de descomissionamento do sistema de ancoragem da P-37:

- **Opção 1** – Remoção total do sistema de ancoragem;

- **Opção 2** – Remoção parcial do sistema de ancoragem.

Para subsidiar a definição da destinação do sistema de ancoragem de P-37, foi realizada uma avaliação de aspectos operacionais e ambientais. O objetivo da análise foi comparar os impactos ambientais das alternativas de permanência total ou parcial *in situ* do sistema de ancoragem (âncoras e amarras de fundo) sobre os ecossistemas de corais de águas profundas, decorrentes da instalação dos sistemas de ancoragem da P-37 (Cenário 1) e da desinstalação das linhas de ancoragem (Cenário 2).

Para a avaliação da interferência ambiental das oito linhas de ancoragem, foram utilizadas ferramentas de geoprocessamento do ARC GIS. O arranjo espacial do projeto original de ancoragem da P-37 foi sobreposto ao mapa de alvos refletivos do levantamento geofísico de AUV (*Autonomous Underwater Vehicle*) do campo de Marlim, realizado em 2013, e complementado com dados de Sísmica 3D nas áreas de sombra da unidade. Cabe lembrar que a interpretação de alvos refletivos num levantamento geofísico indica a provável ocorrência de ecossistemas coralíneos de profundidade.

Para cada linha de ancoragem, foram definidos três polígonos:

- 100 m de largura entre TDP e âncora;
- 40 m de largura entre TDP e âncora;
- 40 m de largura entre TDP e 135 m de distância, da âncora em direção à cada amarra da P-37.

A distância de 135 m da âncora refere-se ao trecho que não será movimentado em caso de remoção parcial das linhas, com a manutenção do trecho de amarra de fundo e da âncora no local.

Todos os alvos refletivos ou bancos confirmados compreendidos dentro dos polígonos foram identificados e quantificados (em número e área). Quando o alvo ou banco extrapola os limites do polígono, estas áreas foram desconsideradas na quantificação realizada.

Foi avaliada a sobreposição entre o arranjo original e o arranjo atual do sistema de ancoragem da P-37 e os alvos refletivos/bancos de corais confirmados nesta região. Nesta avaliação, 9 alvos refletivos (prováveis bancos de coral) aparentemente encontram-se diretamente em contato com as amarras do sistema de ancoragem. Considerando os

polígonos com área de projeto (40 e 100m de largura) e casos de recolhimento parcial ou total, foram avaliados três cenários de recolhimento dos sistemas de ancoragem. São estes:

- a) **Recolhimento total considerando a mesma área prevista para instalação dos sistemas de ancoragem** - foram identificados 36 alvos refletivos e 2 bancos de corais confirmados dentro do polígono de 100 m ao redor de cada amarra, considerando trecho entre o TDP e a âncora. No total, há potencial de impacto em 15.749,3 m² de alvos refletivos/bancos de corais neste cenário. Destes, 2.955,2 m² provavelmente, foram impactados durante lançamento ou pela movimentação do sistema de ancoragem durante o período de operação.
- b) **Recolhimento parcial considerando a mesma área prevista para instalação dos sistemas de ancoragem** – foram identificados 27 alvos refletivos e 02 bancos de corais confirmados dentro do polígono de 100 m ao redor de cada amarra, entre o TDP e a distância de 135 m de cada âncora. No total, há potencial de impacto em 12.870 m² de alvos refletivos/bancos de corais neste cenário. Destes, 2.832,3 m² provavelmente, foram impactados durante lançamento ou pela movimentação do sistema de ancoragem durante o período de operação.
- c) **Recolhimento total considerando o polígono reduzido (corredor de 40m de largura) para desinstalação integral do sistema** - foram identificados 21 alvos refletivos e 01 banco de coral confirmados dentro do polígono de 40 m ao redor de cada amarra, considerando trecho entre o TDP e a âncora. No total, há potencial de impacto em 7.852,5 m² de alvos refletivos/bancos de corais neste cenário. Destes, 2.413,2 m² provavelmente, foram impactados durante lançamento ou pela movimentação do sistema de ancoragem durante o período de operação.

Considerando a sobreposição entre o arranjo do sistema de ancoragem da P-37 e os dados do levantamento geofísico, foi possível concluir que a área afetada atualmente pela instalação e operação do sistema de ancoragem da P-37 atingiu entre 0, 7 m (no sistema 3) e 151,2 m (no sistema 8) de distância da em relação a linha projetada, afetando 3.179,1 m² de alvos refletivos (prováveis bancos de corais de águas profundas).

Com a sobreposição entre o arranjo original e o arranjo atual do sistema de ancoragem da P-37 e os alvos refletivos/bancos de corais presentes nesta região, verificou-se que, a princípio, 9 alvos refletivos (prováveis bancos de coral) encontram-se diretamente em

contato com as amarras do sistema de ancoragem. Entretanto, através da análise de vídeos, somente cinco bancos de coral foram identificados como diretamente impactados pelas amarras (visada 1 m do ROV).

Para a definição da estratégia de descomissionamento do sistema de ancoragem de P-37, considerando como critério norteador o impacto ambiental direto, a desinstalação total foi avaliada utilizando, de forma conservadora, uma área similar à utilizada no processo de instalação do sistema de ancoragem (polígonos com 100 m de largura) e uma área sugerida para operação de recolhimento de amarras e âncoras (polígono de 40 m). Nestes dois casos, foram identificados os seguintes cenários:

Tabela 4.b-II – Cenários identificados nos polígonos com 100 e 40 m de largura, considerando a desinstalação integral do sistema de ancoragem de P-37.

Polígono	Alvos refletivos	Bancos de corais	Área potencialmente impactada	Área atualmente impactada dentro desta região
Corredor de 100 m	36	2	15.749,3 m ²	2.955,2 m ²
Corredor de 40 m	21	1	7.852,5 m ²	2.413,2 m ²

Da mesma forma, pode-se optar pela remoção total ou parcial do sistema de ancoragem. Os cálculos foram padronizados considerando o polígono mais conservador de 100 m de largura, conforme **Tabela 4.b-III**:

Tabela 4.b-III – Cenários identificados considerando a remoção total ou parcial no polígono de 100 m.

Polígono	Alvos refletivos	Bancos de corais	Área potencialmente impactada	Área atualmente impactada dentro desta região
Corredor de 100 m: remoção total	36	2	15.749,3 m ²	2.955,2 m ²
Corredor de 100 m: remoção parcial*	27	2	12.870 m ²	2.832,3 m ²

Desta forma, concluiu-se que, tanto a remoção integral quanto a remoção parcial do sistema de ancoragem de P-37 afetariam bancos de corais de águas profundas.

Entretanto, a desinstalação parcial, com a manutenção das âncoras e amarras de fundo, apresenta relativamente menor potencial de impacto físico a estes ecossistemas.

Sendo assim, a Petrobras propõe o recolhimento integral das amarras de topo e trechos intermediários, com a manutenção das âncoras de arraste e amarras de fundo no leito marinho (permanência definitiva *in situ*), minimizando o impacto sobre formações coralíneas, o qual seria maior (mais bancos afetados) caso as estruturas fossem integralmente removidas (com ampla movimentação no fundo marinho).

Plataforma

Conforme indicado no **item 4.a** para a plataforma P-37, 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.

Capítulo 5:

Projeto de

Descomissionamento de

Instalações



Capítulo 5. Projeto de Descomissionamento de Instalações

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

5.1. Poços

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

Em todos esses poços, a Petrobras propõe que a BAP não seja removida, permanecendo definitivamente *in situ*, por se tratar de equipamento instalado na cabeça de poços localizados em LDA superior a 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.

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

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 800 m.

Na tabela abaixo, a coluna que representa “Status Final” mostra a condição final do poço a depender da sua destinação. Para a classificação “Operando (Revitalização)” está previsto o reaproveitamento do poço pelo projeto de revitalização de Marlim e Voador; para a classificação “Reserva”, o poço pode vir substituir algum outro poço titular do projeto de revitalização de Marlim e Voador e temos a classificação “Abandonado Permanentemente” quando o poço não será reaproveitado e será abandonado definitivamente.

Ressalta-se que todas intervenções de abandono permanente serão realizadas conforme as diretrizes do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços – SGIP (Resolução ANP n°46/2016 – Capítulo 10.5 - Abandono), o “Caderno de Boas Práticas de E&P – Diretrizes para Abandono de Poços” e as condicionantes relativas à operação da plataforma nas atividades de perfuração licenciadas, inclusive quanto ao uso de fluidos e descarte de cascalhos, conforme LO de Perfuração da AGBC (LO N° 782/2008, com renovação válida até abril/2022). Ressalta-se que foi protocolada em 30/11/2021 solicitação de renovação desta LO (Carta SMS/LCA/MPL-E&P/MPL-AGP 0444/2021).

Tabela 5.1-I - Situação final dos poços após descomissionamento

Nome do poço ANP	Status atual	Status Final	Equipamentos que não serão removidos e metragem acima do leito marinho	Data do Status Final
7-MRL-101D-RJS*	Fechado	Abandonado permanentemente	BAP ~4,2m	2024
7-MLS-37HP-RJS**	Abandonado temporariamente sem monitoramento	Abandonado permanentemente	BAP ~4,2m	2027
7-MRL-141HP-RJS***	Fechado	Abandonado permanentemente	BAP ~4,2m	2026
8-MRL-165HPA-RJS*	Fechado	Abandonado permanentemente	BAP ~4,2m	2024
7-MRL-152HP-RJS	Abandonado temporariamente com monitoramento	Poço Reserva do Projeto de Revitalização	ANM, e BAP ~11m	Poço Reserva do Projeto de Revitalização
7-MRL-147HP-RJS	Fechado	Poço Reserva do Projeto de Revitalização	ANM e BAP ~11m	Poço Reserva do Projeto de Revitalização
7-MRL-213HA-RJS	Fechado	Poço do Projeto de Revitalização	ANM e BAP ~11m	Poço do Projeto de Revitalização
7-MRL-111D-RJS	Fechado	Poço Reserva do Projeto de Revitalização	ANM e BAP ~11m	Poço Reserva do Projeto de Revitalização
8-MRL-211DA-RJS	Abandonado temporariamente sem monitoramento	Poço Reserva do Projeto de Revitalização	ANM e BAP ~11m	Poço Reserva do Projeto de Revitalização
8-MRL-175HP-RJS	Fechado	Poço Reserva do Projeto de Revitalização	ANM e BAP ~11m	Poço do Projeto de Revitalização
8-MRL-132D-RJS	Fechado	Poço do Projeto de Revitalização	ANM e BAP ~11m	Poço do Projeto de Revitalização

Nome do poço ANP	Status atual	Status Final	Equipamentos que não serão removidos e metragem acima do leito marinho	Data do Status Final
8-MRL-96D-RJS	Fechado	Poço do Projeto de Revitalização	ANM e BAP ~11m	Poço do Projeto de Revitalização
8-MRL-97D-RJS	Em Intervenção	Poço do Projeto de Revitalização	ANM e BAP ~11m	Poço do Projeto de Revitalização
7-MRL-150HP-RJS	Fechado	Poço do Projeto de Revitalização	ANM e BAP ~11m	Poço do Projeto de Revitalização
7-MRL-85D-RJS*	Abandonado temporariamente sem monitoramento	Abandonado permanentemente	BAP ~4,2m	2024
7-MRL-86D-RJS*	Abandonado temporariamente sem monitoramento	Abandonado permanentemente	BAP ~4,2m	2024
7-MRL-87D-RJS*	Abandonado temporariamente sem monitoramento	Abandonado permanentemente	BAP ~4,2m	2024
7-MRL-104D-RJS*	Fechado	Abandonado permanentemente	BAP ~4,2m	2024
7-MRL-138HP-RJS*	Abandonado temporariamente sem monitoramento	Abandonado permanentemente	BAP ~4,2m	2024
7-MRL-103-RJS	Fechado	Poço do Projeto de Revitalização	ANM e BAP ~11m	Poço do Projeto de Revitalização
8-MRL-120D-RJS*	Fechado	Abandonado permanentemente	BAP ~4,2m	2024
7-MRL-156HP-RJS	Fechado	Poço do Projeto de Revitalização	ANM e BAP ~11m	Poço do Projeto de Revitalização
8-MRL-144D-RJS	Fechado	Poço do Projeto de Revitalização	ANM e BAP ~11m	Poço do Projeto de Revitalização
8-MLS-81HP-RJS	Fechado	Poço do Projeto de Revitalização	ANM e BAP ~11m	Poço do Projeto de Revitalização

(*) O abandono será realizado em duas fases. A fase 1 foi realizada em 2021.

(**) O abandono será realizado em duas fases. A fase 1 está prevista para 2024.

(***) O abandono será realizado em duas fases. A fase 1 está prevista para 2023.

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-37.

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-37.

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-37.

A seguir, é apresentado um diagrama ilustrativo para o gasoduto de exportação da plataforma FPSO P-37 para a SS P-26 (Figura 5.2-I):

Na cor verde: tramo do gasoduto (duto flexível) que será recolhido imediatamente no momento do *pull out* do *riser*.

Na cor amarela: tramos *flowline* (duto flexível) do gasoduto que fazem parte do escopo do Projeto de Descomissionamento de P-37 com recolhimento posterior aos *risers*.

Na cor roxa: trecho *flowline* (duto rígido) do gasoduto que faz parte do escopo do Projeto de Descomissionamento de P-37 e que permanecerá *in situ*.

Na cor vermelha: trecho *flowline* (duto flexível) do gasoduto e que não faz parte do escopo do Projeto de Descomissionamento da P-37. Essa estrutura foi tratada no PDI da P-26.

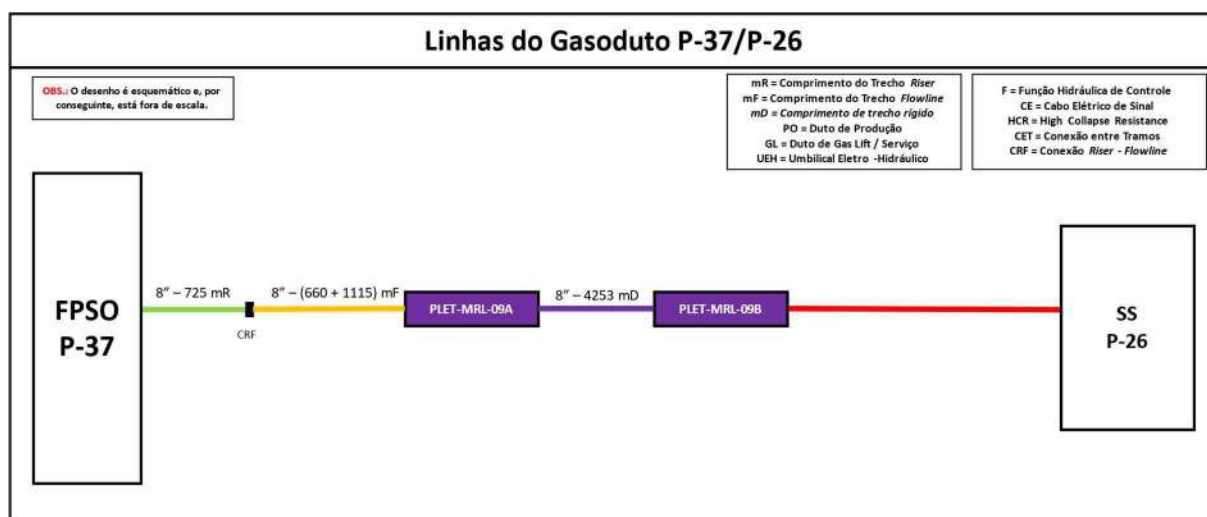


Figura 5.2-I - Diagrama ilustrativo para o gasoduto de exportação do FPSO P-37 para a plataforma SS P-26

Desta forma a proposta da Petrobras é a permanência definitiva *in situ* dos dutos rígidos, juntamente com os anodos a ele associados, que fazem parte do escopo do PDI Conceitual dos Campos de Marlim e Voador, após limpeza e preenchimento com água. Os procedimentos de limpeza de linhas estão descritos no **Capítulo 5.3.2, Fase B**.

Destinação das Linhas Flexíveis e Umbilicais

Conforme apresentado, no **Capítulo 4, itens a e b** deste PDI, a Petrobras propõe o recolhimento integral dos dutos flexíveis pertencentes ao escopo do projeto de descomissionamento de P-37. 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.

Desta forma, haverá a realização de uma primeira etapa direcionada ao recolhimento das *flowlines* (linhas flexíveis) que impactam o projeto de revitalização e, posteriormente, uma

campanha de *pull out* com recolhimento imediato dos *risers*. Em seguida, será realizada a etapa de recolhimento das linhas flexíveis restantes.

É fundamental considerar a segmentação das operações de recolhimento de dutos em etapas, sob uma ótica ampla, abrangendo todo o Projeto de Descomissionamento apresentado no PDI Conceitual dos Campos de Marlim e Voador (com a remoção das 9 unidades nele presentes - P-18, P-19, P-20, P-26, P-32, P-33, P-35, P-37 e P-47, além do sistema submarino da P-27).

Como preparação para as operações de *pull out* na P-37, pode ser necessária a instalação de ancoragem provisória dos *risers*, realizada por meio da instalação de cachos de amarras (que atuam como "pesos mortos"), seguida de laçada de cinta nos cachos e no *riser* que se pretende ancorar (**Figura 5.2-II**). As interligações dos cachos de amarras às linhas, que serão executadas por meio de ROV, tem como intuito evitar a movimentação do *riser*, oriunda de deslocamentos da plataforma flutuante, no momento de desconexão na CRF - Conexão *Riser-Flowline* (no caso de dutos flexíveis) 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, ainda, que os cachos de amarras para ancoragem temporária das linhas flexíveis 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. Os locais previstos para posicionamento dos cachos de amarras estão mostrados no **Anexo 3** - Arranjo Submarino para *Pull Out* dos *Risers* de P-37.

Por fim, registra-se que a realização de ancoragem de *risers* (dutos flexíveis e umbilicais) é um artifício comumente utilizado nas operações de *pull out* e que os cachos de amarras serão integralmente recolhidos após a conclusão da campanha de *pull out* na P-37.

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

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

Poço	Linha GIS_SUB	UEP	Número Cruzamentos Revit	Comprimento (m)	Detalhamento
7-MRL-150HP-RJS	GL_MSP-MRL-05/7-MRL-150HP	P-37	11	901	Recolhimento
7-MRL-150HP-RJS	PO_7-MRL-150HP/MSP-MRL-05	P-37	14	901	Recolhimento
7-MRL-150HP-RJS	UEH_MSP-MRL-05/7-MRL-150HP	P-37	17	901	Recolhimento
7-MRL-138HP-RJS	GL_MSP-MRL-05/7-MRL-138HP	P-37	7	910	Recolhimento
7-MRL-138HP-RJS	PO_7-MRL-138HP/MSP-MRL-05	P-37	7	910	Recolhimento
7-MRL-138HP-RJS	UEH_MSP-MRL-05/7-MRL-138HP	P-37	7	906	Recolhimento
8-MLS-051HP-RJS	GL_MSPI-MRL-06/8-MLS-051HP	P-37	5	3283	Recolhimento
8-MLS-051HP-RJS	PO_8-MLS-051HP/MSPI-MRL-06	P-37	5	1707	Recolhimento
8-MLS-051HP-RJS	UEH+IQ_MSPI-MRL-06/8-MLS-051HP	P-37	5	2158	Recolhimento
8-MLS-81HP-RJS	IA_MSPI-MRL-06/8-MLS-081HP	P-37	8	1975	Recolhimento
8-MLS-81HP-RJS	UEH_MSPI-MRL-06/8-MLS-081HP	P-37	7	1979	Recolhimento
8-MRL-96D-RJS	IA_MSI-MRL-04/8-MRL-096D	P-37	9	1296	Recolhimento
8-MRL-96D-RJS	UEH_MSI-MRL-04/8-MRL-096D	P-37	8	1295	Recolhimento
3-RJS-488	IA_P-37/3-RJS-488	P-37	0	2053	Recolhimento
3-RJS-488	UEH_P-37/3-RJS-488	P-37	5	4544	Recolhimento

7-MRL-131	UEH_P-37/7-MRL-131	P-37	5	1791	Recolhimento
8-MRL-165HP-RJS	IA_P-37/8-MRL-165HP	P-37	15	3003	Recolhimento
8-MRL-165HP-RJS	UEH_P-37/8-MRL-165HP	P-37	15	3064	Recolhimento
7-MLS-37HP-RJS	GL_CJ-3_P-37/7-MLS-037HP	P-37	4	1895	Recolhimento
7-MLS-37HP-RJS	PO_7-MLS-037HP/P-37	P-37	4	1893	Recolhimento
7-MLS-37HP-RJS	UEH_CJ-3_P-37/7-MLS-037HP	P-37	4	1931	Recolhimento
7-MRL-154HP-RJS	GL_CJ-4_P-37/7-MRL-154HP	P-37	7	3401	Recolhimento
7-MRL-154HP-RJS	PO_7-MRL-154HP/P-37	P-37	7	3399	Recolhimento
7-MRL-154HP-RJS	UEH_CJ-4_P-37/7-MRL-154HP	P-37	7	3403	Recolhimento
7-MRL-87D-RJS	GL_MSP-MRL-05/7-MRL-087D	P-37	1	540	Recolhimento
7-MRL-87D-RJS	PO_7-MRL-087D/MSP-MRL-05	P-37	1	542	Recolhimento
7-MRL-87D-RJS	UEH_MSP-MRL-05/7-MRL-087D	P-37	1	540	Recolhimento
8-MRL-211D-RJS	IA_SSAO/8-MRL-211D-RJS	P-37	13	2186	Recolhimento
8-MRL-211D-RJS	UEH_SSAO/8-MRL-211D-RJS	P-37	13	2189	Recolhimento
MSPI-MRL-06	GL_CJ-6_P-37/MSPI-MRL-06	P-37	3	1326	Recolhimento
MSPI-MRL-06	IA_P-37/MSPI-MRL-06	P-37	1	1210	Recolhimento
MSPI-MRL-06	PO_MSPI-MRL-06/P-37	P-37	1	1462	Recolhimento
MSPI-MRL-06	TGL_P-37/MSPI-MRL-06	P-37	1	1176	Recolhimento
MSPI-MRL-06	TIA_P-37/MSPI-MRL-06	P-37	2	2612	Recolhimento
MSPI-MRL-06	UEH+IQ_CJ-6_P-37/MSPI-MRL-06	P-37	1	1409	Recolhimento
7-MRL-141HP-RJS	GL_P-37/7-MRL-141HP	P-37	5	1235	Recolhimento
7-MRL-141HP-RJS	PO_7-MRL-141HP-RJS/SSAO	P-37	3	375	Recolhimento
7-MRL-141HP-RJS	UEH_SSAO/7-MRL-141HP-RJS	P-37	1	374	Recolhimento
8-MLS-49HPA-RJS	IA_MSPI-MRL-06/8-MLS-049	P-37	3	4765	Recolhimento
8-MLS-49HPA-RJS	UEH_MSPI-MRL-06/8-MLS-049	P-37	3	4765	Recolhimento

As linhas destacadas na **Tabela 5.2-II** abaixo serão remanejadas no leito marinho até 2023, para que sejam evitados cruzamentos com as novas linhas do projeto de revitalização de Marlim e Voador e, posteriormente, serão removidas no quinquênio 2025 – 2030.

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

Poço	Linha GIS_SUB	UEP	Número Cruzamentos Revit	Comprimento (m)	Detalhamento
7-MRL-156HP-RJS	GL_MSPI-MRL-06/7-MRL-156H	P-37	6	1074	Remanejamento
7-MRL-156HP-RJS	PO_7-MRL-156H/MSPI-MRL-06	P-37	6	1074	Remanejamento
7-MRL-156HP-RJS	UEH_MSPI-MRL-06/7-MRL-156H	P-37	6	1074	Remanejamento
7-MRL-103-RJS	GL_MSP-MRL-05/7-MRL-103	P-37	4	484	Remanejamento
7-MRL-103-RJS	PO_7-MRL-103/MSP-MRL-05	P-37	4	484	Remanejamento
7-MRL-103-RJS	UEH_MSP-MRL-05/7-MRL-103	P-37	4	470	Remanejamento
7-MRL-103-RJS	UEH DE 12F+CE DO MRL-103	P-37	4	478	Remanejamento
8-MRL-132D-RJS	IA_MSI-MRL-04/8-MRL-132	P-37	6	1345	Remanejamento
8-MRL-132D-RJS	UEH_MSI-MRL-04/8-MRL-132	P-37	6	1349	Remanejamento
8-MRL-114D-RJS	IA_MSI-MRL-04/8-MRL-114D	P-37	4	992	Remanejamento
8-MRL-114D-RJS	UEH_MSI-MRL-04/7-MRL-114D	P-37	4	992	Remanejamento
8-MRL-97D-RJS	IA_MSI-MRL-04/8-MRL-097D	P-37	5	1168	Remanejamento
8-MRL-97D-RJS	UEH_MSI-MRL-04/8-MRL-097D	P-37	5	1176	Remanejamento
7-MRL-213HA-RJS	GL_P-37/7-MRL-213H-RJS	P-37	11	1276	Remanejamento
7-MRL-213HA-RJS	PO_7-MRL-213H-RJS/P-37	P-37	7	1345	Remanejamento
7-MRL-213HA-RJS	UEH_P-37/7-MRL-213H-RJS	P-37	8	1426	Remanejamento
8-MRL-144D-RJS	IA_MSPI-MRL-06/8-MRL-144D	P-37	3	482	Remanejamento

Poço	Linha GIS_SUB	UEP	Número Cruzamentos Revit	Comprimento (m)	Detalhamento
8-MRL-144D-RJS	UEH_MSPI-MRL-06/8-MRL-144D	P-37	3	488	Remanejamento
8-MRL-105D-RJS	IA_MSI-MRL-04/8-MRL-105D	P-37	2	362	Remanejamento
8-MRL-105D-RJS	UEH_MSI-MRL-04/8-MRL-105D	P-37	2	360	Remanejamento
8-MRL-175HP-RJS	IA_MSI-MRL-04/8-MRL-175HP	P-37	5	355	Remanejamento
8-MRL-175HP-RJS	UEH+IQ_MSI-MRL-04/8-MRL-175HP	P-37	6	352	Remanejamento
7-MRL-152HP-RJS	GL_CJ-2_P-37/7-MRL-152HP	P-37	3	1180	Remanejamento
7-MRL-152HP-RJS	PO_7-MRL-152HP/P-37	P-37	3	1179	Remanejamento
7-MRL-152HP-RJS	UEH_CJ-2_P-37/7-MRL-152HP	P-37	3	1200	Remanejamento
7-MRL-104D-RJS	GL_MSP-MRL-05/7-MRL-104D	P-37	1	486	Remanejamento
7-MRL-104D-RJS	PO_7-MRL-104D/MSP-MRL-05	P-37	1	478	Remanejamento
7-MRL-104D-RJS	UEH_MSP-MRL-05/7-MRL-104D	P-37	1	486	Remanejamento

Por fim, a **Tabela 5.2-III** apresenta todas as linhas que não possuem impactos com o projeto de revitalização de Marlim e Voador e que serão recolhidas no quinquênio 2025-2030.

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

Poço	Linha GIS_SUB	UEP	Número Cruzamentos Revit	Comprimento (m)	Detalhamento
8-MRL-139D-RJS	IA_MSPI-MRL-06/8-MRL-139D	P-37	0	382	Sem impacto no projeto
8-MRL-139D-RJS	UEH_MSPI-MRL-06/8-MRL-139D	P-37	0	382	Sem impacto no projeto
8-MRL-120-RJS	IA_MSPI-MRL-06/8-MRL-120D	P-37	0	377	Sem impacto no projeto
8-MRL-120-RJS	UEH_MSPI-MRL-06/8-MRL-120D	P-37	0	380	Sem impacto no projeto
7-MRL-111-RJS	GL_CJ-1_P-37/7-MRL-111D	P-37	0	1112	Sem impacto no projeto
7-MRL-111-RJS	PO_7-MRL-111D/P-37	P-37	0	1012	Sem impacto no projeto
7-MRL-111-RJS	UEH_CJ-1_P-37/7-MRL-111D	P-37	0	1142	Sem impacto no projeto
7-MRL-85D-RJS	GL_MSP-MRL-05/7-MRL-085D	P-37	0	376	Sem impacto no projeto
7-MRL-85D-RJS	PO_7-MRL-085D/MSP-MRL-05	P-37	0	376	Sem impacto no projeto
7-MRL-85D-RJS	UEH_MSP-MRL-05/7-MRL-085D	P-37	0	375	Sem impacto no projeto
MSP-MRL-05	GL_P-37/MSP-MRL-05	P-37	0	1307	Sem impacto no projeto
MSP-MRL-05	PO_MSP-MRL-05/P-37	P-37	0	1396	Sem impacto no projeto
MSP-MRL-05	TGL_P-37/MSP-MRL-05	P-37	0	1111	Sem impacto no projeto
MSP-MRL-05	TP_MSP-MRL-05/P-37	P-37	0	1375	Sem impacto no projeto
MSP-MRL-05	UEH_P-37/MSP-MRL-05	P-37	0	1635	Sem impacto no projeto
MSP-MRL-05	UH+IQ_P-37/MSP-MRL-05	P-37	0	2723	Sem impacto no projeto
7-MRL-86D-RJS	GL_MSP-MRL-05/7-MRL-086D	P-37	0	376	Sem impacto no projeto
7-MRL-86D-RJS	PO_7-MRL-086D/MSP-MRL-05	P-37	0	377	Sem impacto no projeto
7-MRL-86D-RJS	UEH_MSP-MRL-05/7-MRL-086D	P-37	0	377	Sem impacto no projeto
MSI-MRL-04	IA_P-37/MSI-MRL-04	P-37	0	1154	Sem impacto no projeto
MSI-MRL-04	TIA_P-37/MSI-MRL-04	P-37	0	1132	Sem impacto no projeto
MSI-MRL-04	UEH_P-37/MSI-MRL-04	P-37	0	1449	Sem impacto no projeto

Poço	Linha GIS_SUB	UEP	Número Cruzamentos Revit	Comprimento (m)	Detalhamento
MSI-MRL-04	UH_MSI-MRL-04/PLET-MRL-09A	P-37	0	464	Sem impacto no projeto
7-MRL-147D-RJS	GL_CJ-5_P-37/7-MRL-147HP	P-37	0	1938	Sem impacto no projeto
7-MRL-147D-RJS	PO_7-MRL-147HP/P-37	P-37	0	1838	Sem impacto no projeto
7-MRL-147D-RJS	UEH_CJ-5_P-37/7-MRL-147HP	P-37	0	1976	Sem impacto no projeto
UEH_P-37/SSAO-1	UEH_P-37/SSAO-1	P-37	0	910	Sem impacto no projeto
UEH_P-37/SSAO-2	UEH_P-37/SSAO-2	P-37	0	2144	Sem impacto no projeto
7-MRL-101D-RJS	GL_P-37/7-MRL-101D	P-37	0	1106	Sem impacto no projeto
7-MRL-101D-RJS	PO_7-MRL-101D/P-37	P-37	0	1106	Sem impacto no projeto
7-MRL-101D-RJS	UEH_P-37/7-MRL-101D	P-37	0	1164	Sem impacto no projeto
PO_SSAO/P-37	PO_SSAO/P-37	P-37	0	960	Sem impacto no projeto
UEH_P-37/SDV-P-40	UEH_P-37/SDV-P-40	P-37	0	1414	Sem impacto no projeto

Destinação dos Risers Associados à plataforma P-37

Todos os *risers* associados à P-37 são flexíveis. Para esses *risers* da P-37, a Petrobras propõe o recolhimento no momento do *pull out*, conforme **Anexo 3** – Arranjo Submarino para Recolhimento dos *Risers* no *Pull Out*.

A seguir, são apresentados diagramas ilustrativos que identificam, para cada duto (gasoduto) e poço da plataforma P-37, a situação das linhas e equipamentos associados à plataforma em relação a destinação proposta (**Figuras 5.2-III à 5.2-XVI**).

Para os umbilicais de controle (UEH), uma vez que não há conexão *riser-flow*, as etapas para execução do *pull out* são:

- Caso necessário, ancoragem provisória da linha por meio da instalação de cacho de amarra no leito marinho;
- Corte do umbilical, com auxílio de ROV;
- Içamento do umbilical com a FIUC (Ferramenta de Içamento de Umbilicais Cortados);
- Desancoragem e recolhimento do *riser* (trecho cortado);
- Recolhimento do *riser* (sentido: da P-37 para o ponto de corte);
- Corte do duto no topo do *riser* (o mais próximo possível da conexão com a plataforma); com auxílio de ROV.

Caso o *pull out* do UEH seja realizado sem ancoragem provisória, a extensão adicional recolhida do UEH durante a operação não excederá 1km.

Para as linhas de *gas lift* (GL) ou anulares (AN), produção de óleo (PO), injeção de água (IA) e IPU as etapas serão:

- Caso necessário, ancoragem provisória da linha por meio da instalação de cacho de amarra no leito marinho;
- Abertura da conexão *riser-flow* (CRF);
- Instalação de flange cego na extremidade do *riser*;
- Desancoragem e recuperação da extremidade de fundo do *riser*;
- Recolhimento do *riser*.
- Corte do duto no topo do *riser* (o mais próximo possível da conexão com a plataforma), com auxílio de ROV.

A ancoragem provisória dos *risers* seguirá os mesmos fundamentos da operação realizada com *flowlines*.

Abaixo, segue a identificação por cores dos tramos destacados nos diagramas:

- Destacados na cor verde, estão os tramos a serem recolhidos no momento do *pull out* dos *risers*;
- Na cor amarela, estão evidenciados os trechos de linhas flexíveis que serão recolhidos posteriormente ao *pull-out*;
- Na cor roxa, estão indicados os trechos e dutos rígidos pertencentes ao escopo do projeto de descomissionamento de P-37, que permanecerão *in situ*.
- Na cor vermelha, estão apontados os trechos de linhas e equipamentos que não fazem parte do escopo do Projeto de Descomissionamento de P-37, sendo tratados no âmbito de outros projetos de descomissionamento.

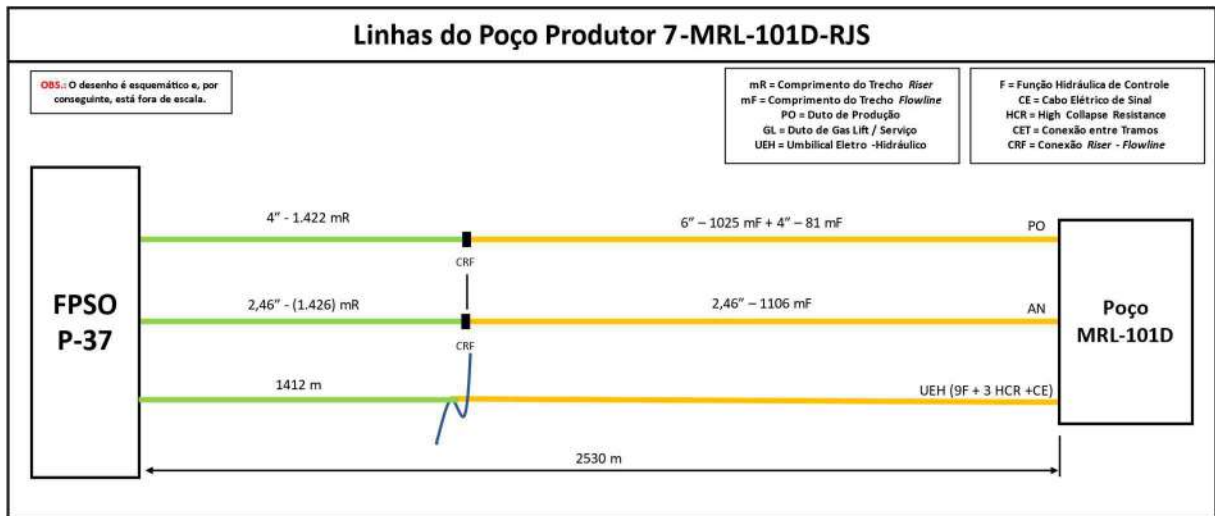


Figura 5.2-III – Diagrama das Linhas do poço produtor 7-MRL-101D-RJS

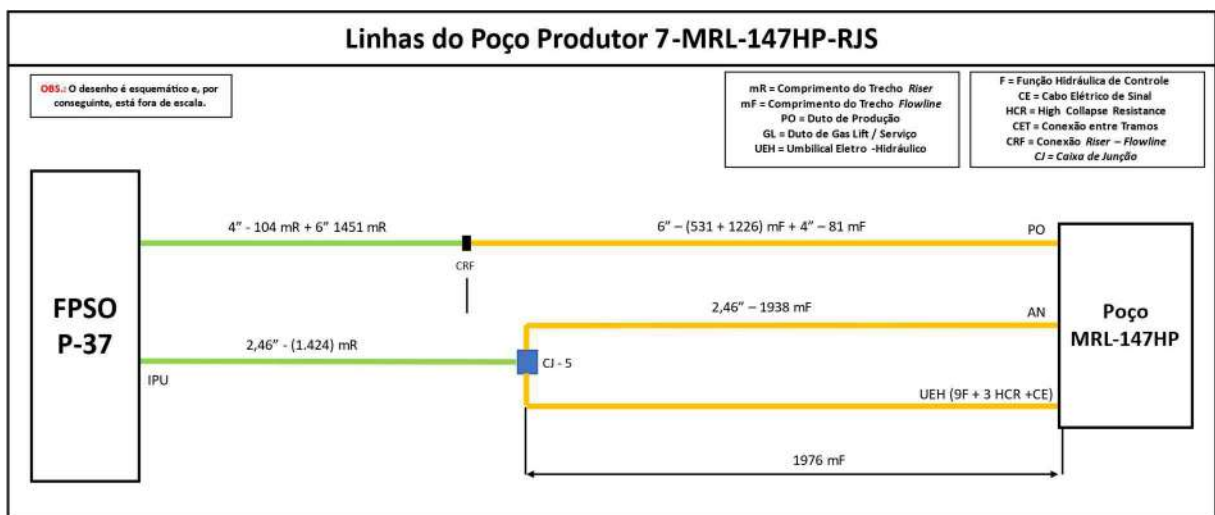


Figura 5.2-IV – Diagrama das linhas do poço produtor 7-MRL-147HP-RJS

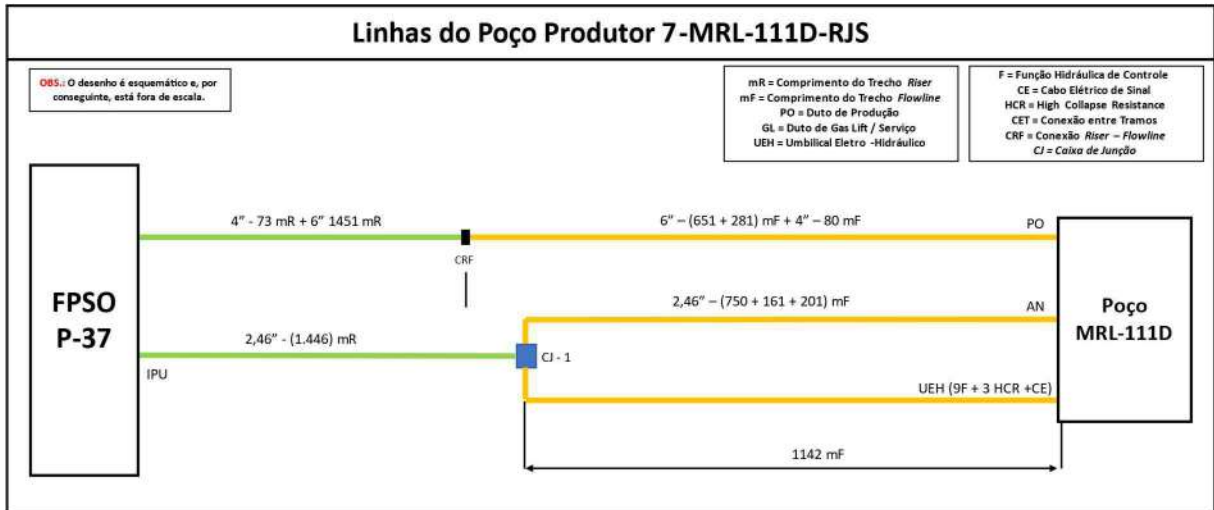


Figura 5.2-V - Diagrama das linhas do poço produtor 7-MRL-111D-RJS

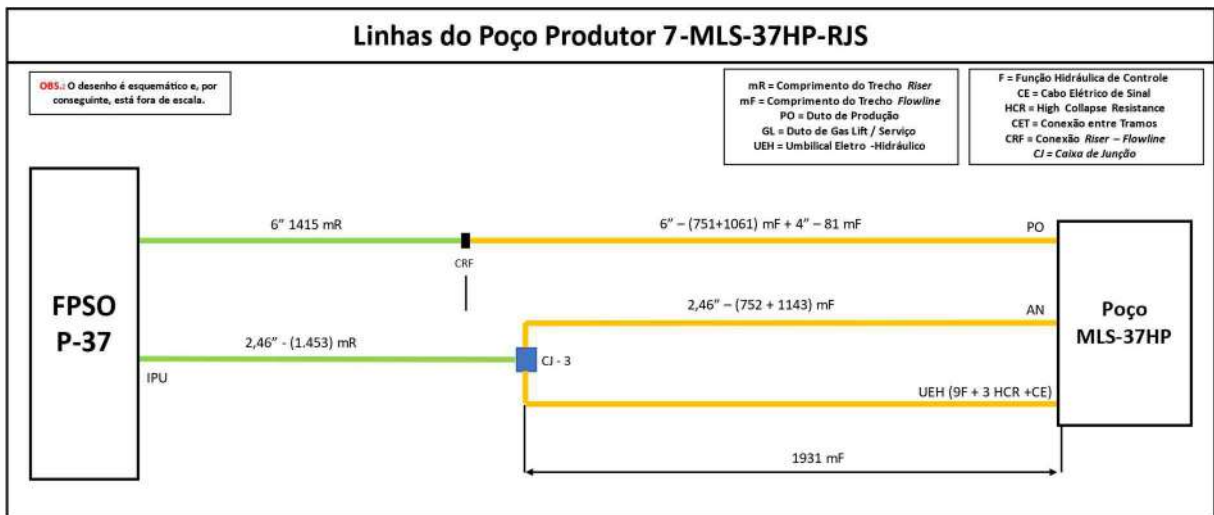


Figura 5.2-VI – Diagrama das linhas do poço produtor 7-MLS-37HP-RJS

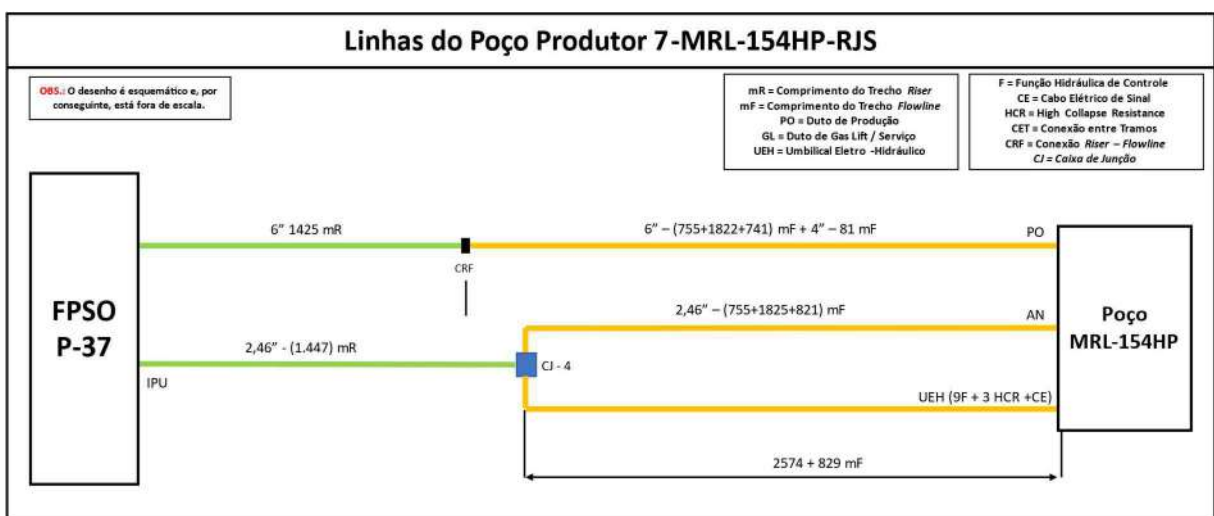


Figura 5.2-VII – Diagrama das linhas do poço produtor 7-MRL-154HP-RJS

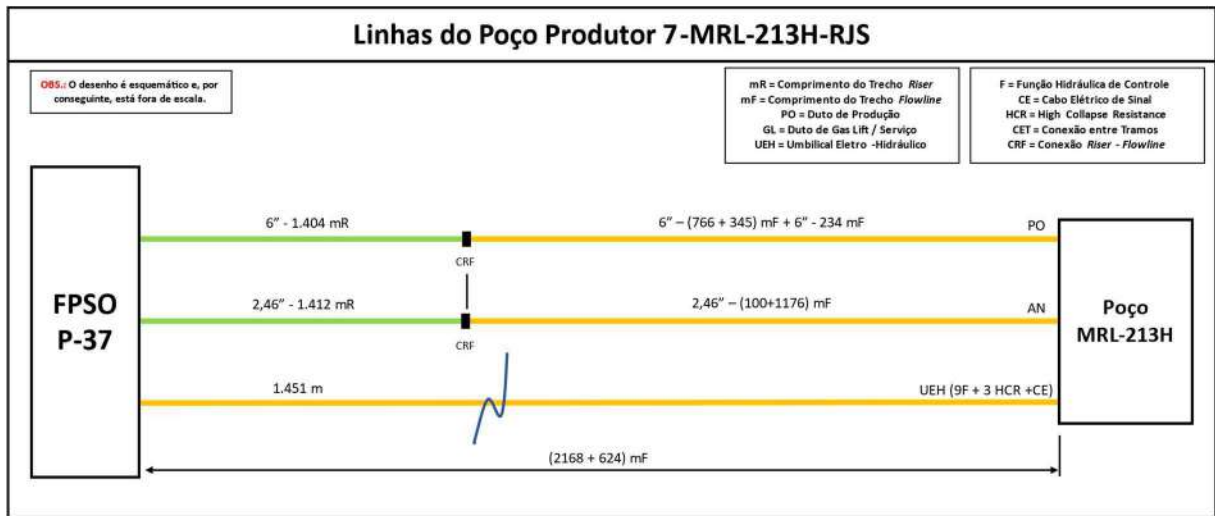


Figura 5.2-VIII - Diagrama das linhas do poço produtor 7-MRL-213H-RJS

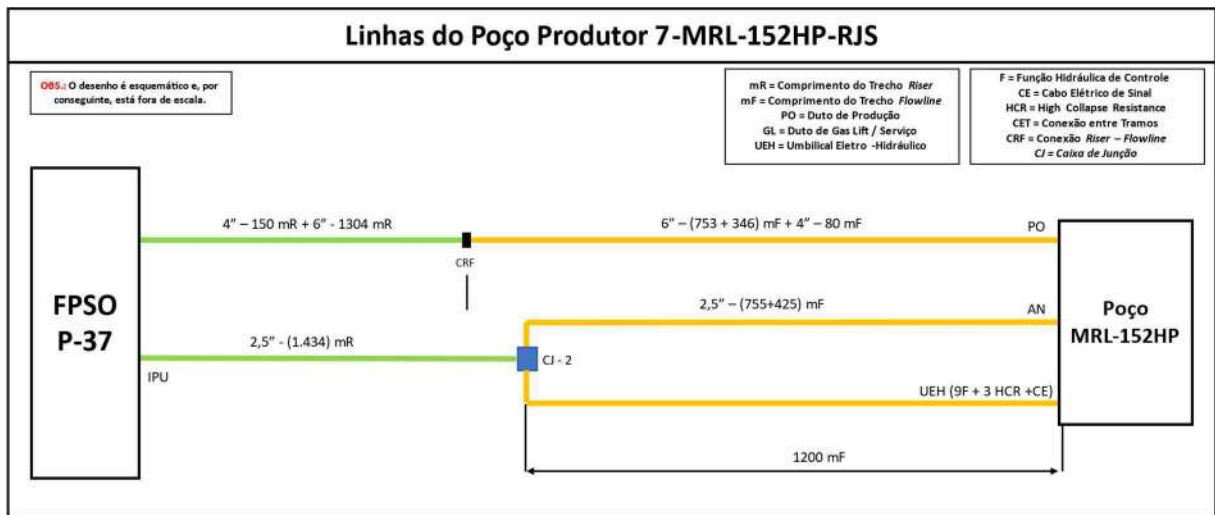


Figura 5.2-IX – Diagrama das linhas do poço produtor 7-MRL-152HP-RJS

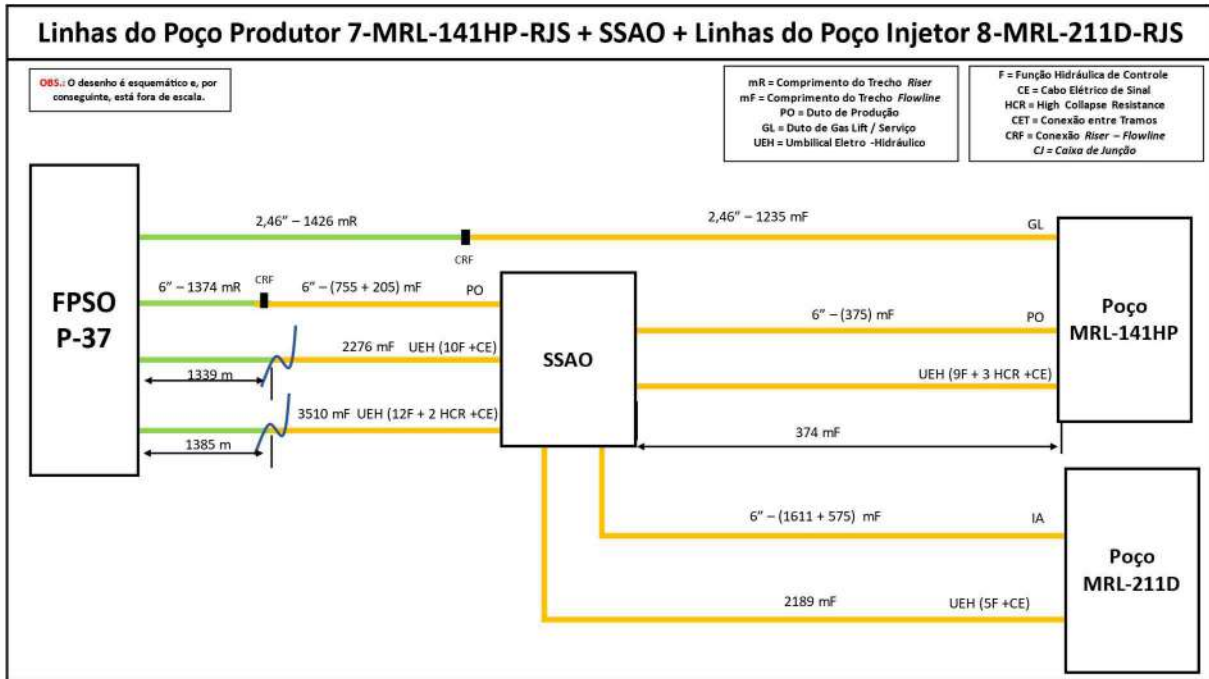


Figura 5.2-X – Diagrama das linhas do poço produtor 7-MRL-141HP-RJS + SSAO + Linhas do poço Injetor 8-MRL-211D-RJS

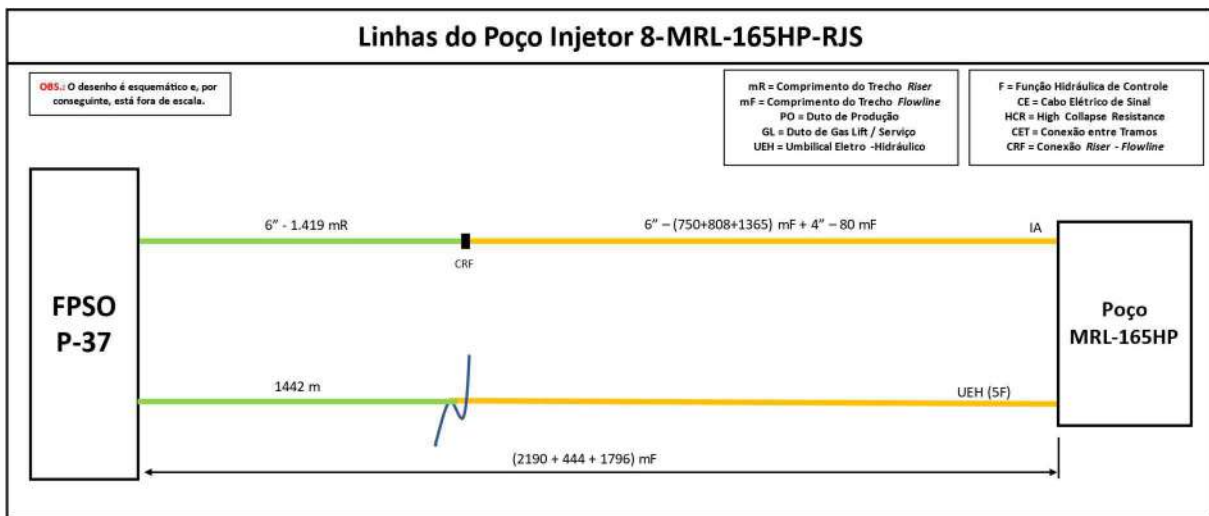


Figura 5.2-XI – Diagrama das linhas do poço injetor 8-MRL-165HP-RJS

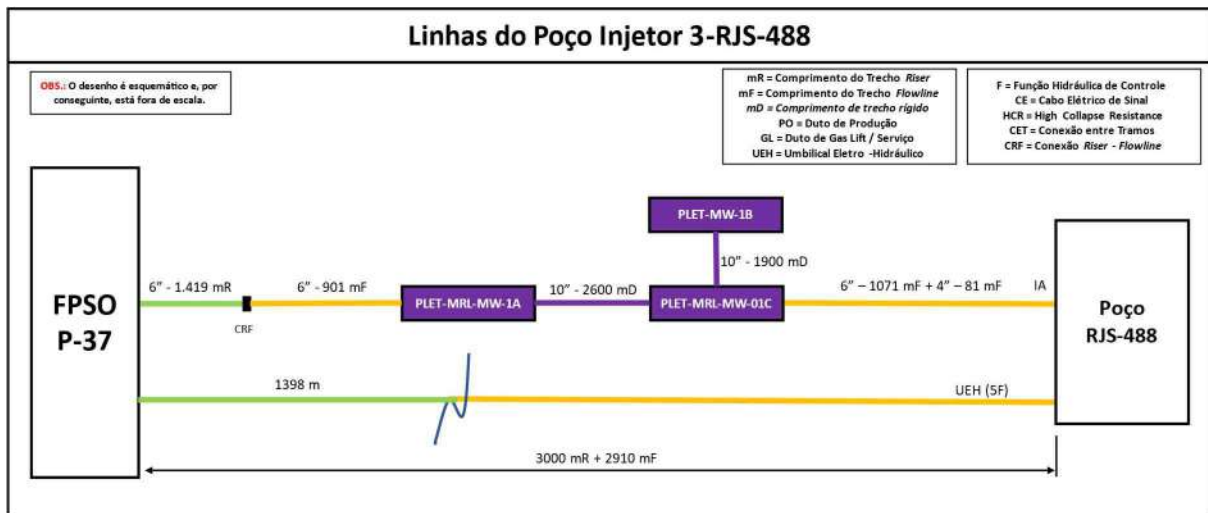


Figura 5.2-XII – Diagrama das linhas do poço injetor 3-RJS-488

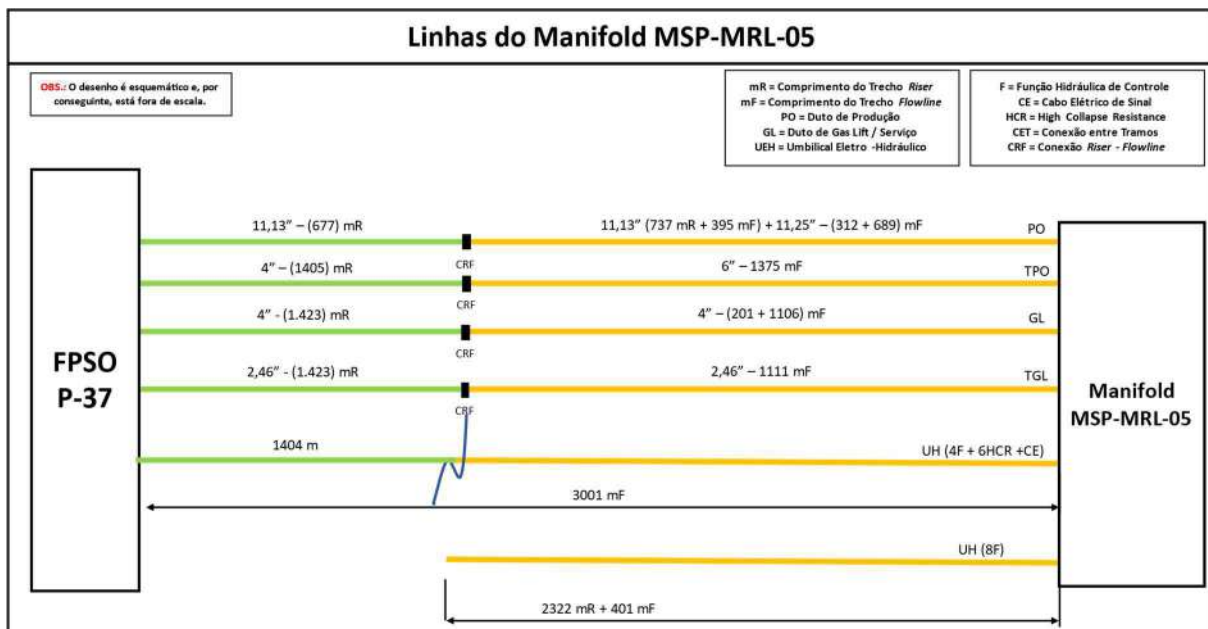


Figura 5.2-XIII – Diagrama das linhas do Manifold MSP-MRL-05

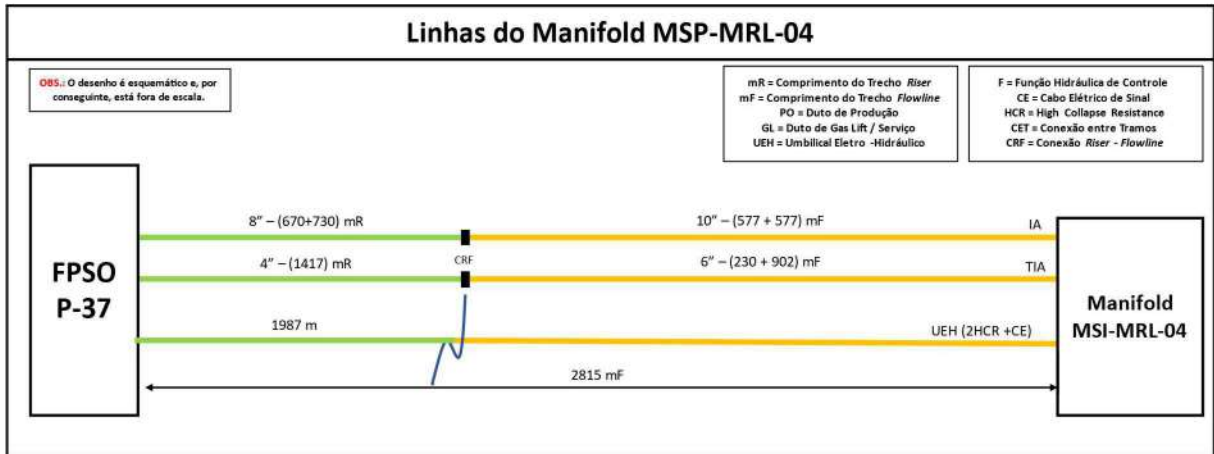


Figura 5.2-XIV – Diagrama das linhas do Manifold MSP-MRL-04

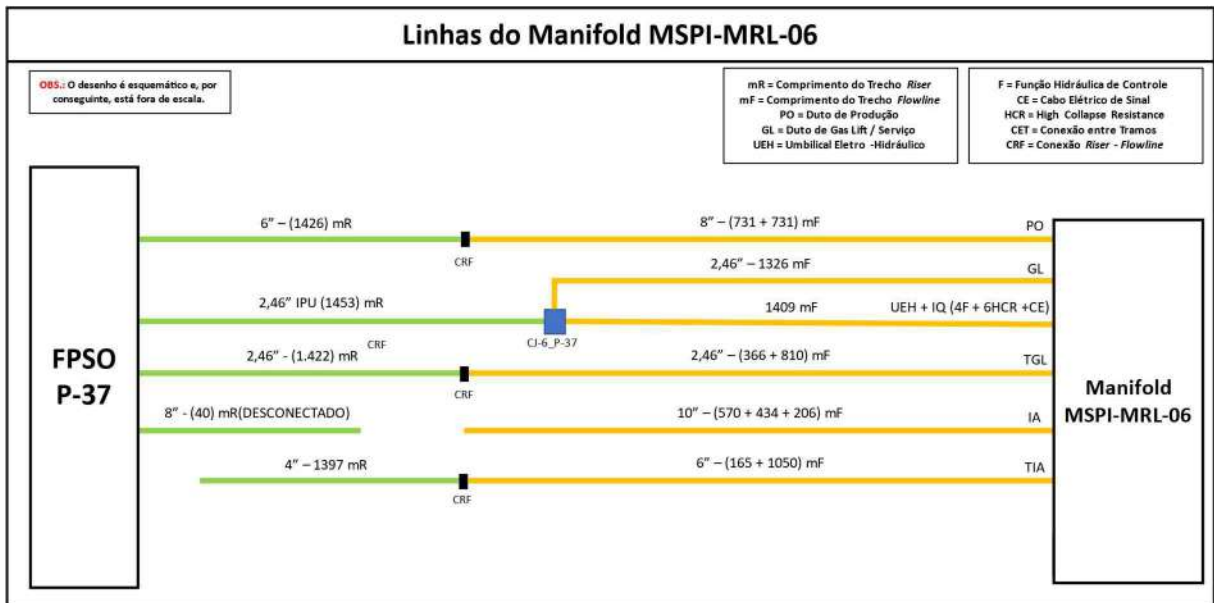


Figura 5.2-XV – Diagrama das linhas do Manifold MSPI-MRL-06

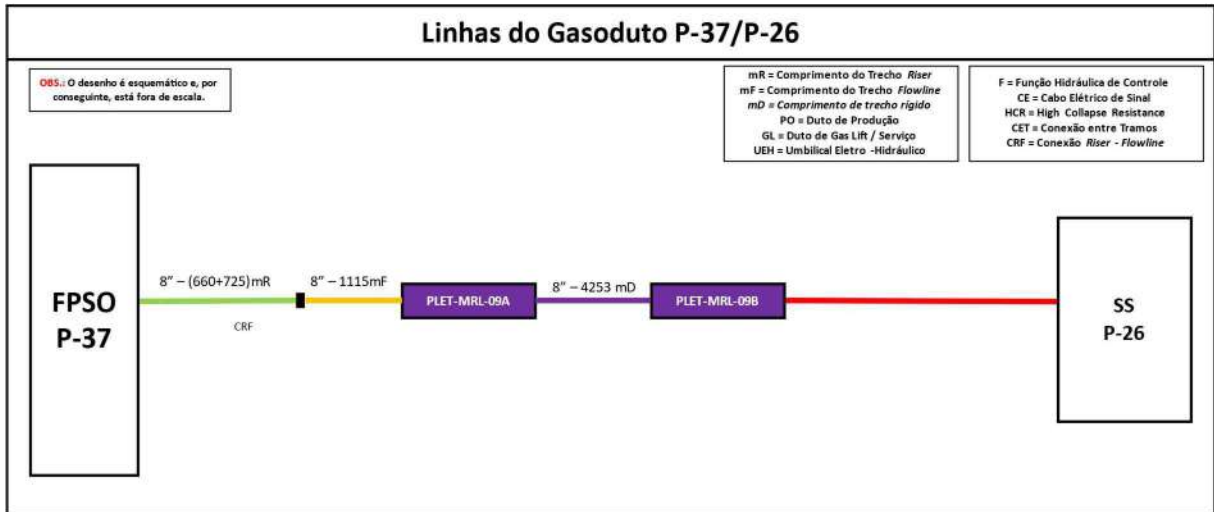


Figura 5.2-XVI– Diagrama das linhas do gasoduto P-37/P-26

A linha na cor roxa é o duto rígidos do gasoduto que faz parte do escopo do Projeto de Descomissionamento de P-37 e que permanecerá *in situ*.

Destinação dos Equipamentos Submarinos

Além das BAPs e ANMs instaladas nos poços, há outros equipamentos que compõem o sistema submarino da P-37, são estes: seis caixas de junção, nove PLETs (PLET-MRL-MP-01B, PLET-MRL-MP-01A, PLET-MRL-MGL-01B, PLET-MRL-MGL-01A, PLET-MRL-MW-01A, PLET-MRL-MW-01C, PLET-MRL-MW-01B, PLET-MRL-09A e PLET-MRL-09B), cinquenta e seis anodos de zinco, três *manifolds* (MSI-MRL-04, MSP-MRL-05 e MSPI-MRL-06), um SSAO (Sistema Submarino de Separação Água-Óleo) e um *skid* de anodo.

Conforme detalhado nos itens 4.a e 4.b, a PETROBRAS propõe que seja adotada uma solução intermediária, com a permanência definitiva *in situ* das estruturas e recolhimento de parte dos módulos como destinação final, conforme resumo abaixo:

- Remoção das CJs juntamente com as linhas flexíveis (dutos flexíveis, umbilicais), pois são equipamentos / acessórios montados "*in line*";
- Permanência definitiva *in situ* dos anodos de zinco, juntamente com os dutos rígidos;
- Permanência definitiva *in situ* dos PLETs, juntamente com os dutos rígidos;

- Remoção parcial dos *manifolds* e do SSAO:
 - Remoção de todos os SCMs ("parte eletrônica" dos sistemas de controle dos equipamentos), por meio de operações de ROV (ex.: travamento de ferramenta) e içamento do "módulo de controle" utilizando guindaste de embarcação de apoio (ex.: RSV);
 - Remoção do módulo de medição multifásica do MSPI-MRL-6, por meio de operações de ROV (ex.: travamento de ferramenta) e içamento do módulo utilizando guindaste de embarcação de apoio (ex.: RSV ou PLSV);
 - Remoção das fontes radioativas do SSAO, por meio de operações de ROV e da "descida de um casulo protetor", com posterior içamento utilizando guindaste do RSV;
 - Permanência definitiva *in situ* do restante dos *manifolds* e do SSAO (ex.: estruturas metálicas, tubulações residentes e módulos de válvulas).
- Remoção do *skid* de anodos por meio de içamento utilizando guindaste de RSV.

Destinação do Sistema de Ancoragem

A avaliação das alternativas de descomissionamento do sistema de ancoragem de P-37 (item 4.b) indicou que a alternativa de recolhimento parcial das linhas de ancoragem, com a manutenção das âncoras e amarras de fundo, apresenta relativamente menor potencial de impacto físico aos bancos de coral de água profunda.

Sendo assim, a Petrobras propõe o recolhimento integral das amarras de topo e trechos intermediários das oito linhas de ancoragem de P-37, com a manutenção das âncoras de arraste e amarras de fundo no leito marinho (permanência definitiva *in situ*), minimizando o impacto sobre formações coralíneas, o qual seria maior (mais bancos afetados) caso as estruturas fossem integralmente removidas (com ampla movimentação no fundo marinho).

As etapas de desconexão e recolhimento parcial do sistema de ancoragem da P-37 podem ser simplificada e resumidas da seguinte forma:

As oito linhas de ancoragem da Plataforma FPSO P-37 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

Petrobras propõe que elas não sejam removidas, permanecendo no leito marinho. Esta proposta de destinação do sistema de ancoragem (remoção parcial) implica em:

- Recolhimento de 584,30 m / 131,5 t de amarras de topo;
- Recolhimento de 6000 m / 340,8 t de cabos de aço;
- Permanência definitiva *in situ* de 8407 m / 1872 t de amarras de fundo;
- Permanência definitiva *in situ* de 8 âncoras STEVPRIS (total de 168 t).

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-37 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-37 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-37.

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 (Panamá), 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-37. 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-37, 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-37, 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-37, 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.

Conforme mostrado no **Capítulo 5.4**, a saída da locação e reboque da plataforma está prevista para outubro de 2023.

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-37 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-37.

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-37, 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-37 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-37 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-37 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-37 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;

Considerou-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 P-37/P-26 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 do vaso SG-122301-A, permitindo a limpeza interna.

5.3.2. Procedimentos Operacionais

Procedimentos e Análises de Riscos

As atividades / operações previstas no Projeto de Descomissionamento da P-37 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-37 ocorreu em julho/2019, com o fechamento de poços produtores e injetores.

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*.

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, consequentemente, 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.

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

Há três grupos de dutos submarinos que serão lavados, cada um com características próprias e requisitos de limpeza específicos: (i) dutos flexíveis do sistema de coleta (linhas interligadas aos poços produtores), (ii) dutos flexíveis dos poços injetores e (iii) gasoduto de exportação interligando P-37 a P-26.

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

Limpeza dos Dutos do Sistema de Coleta

A limpeza consiste na circulação de água do mar no interior dos dutos de PO e GL. O bombeio se dá pela linha de GL, a partir da plataforma, com retorno pela linha de PO (**Figura 5.3.2-I**), de forma que a circulação ocorra em regime turbulento de vazão.

No caso dos poços 7-MRL-111D-RJS, 7-MRL-152HP-RJS, 7-MLS-037HP-RJS, 7-MRL-154HP-RJS e 7-MRL-147HP-RJS, a linha de umbilical interliga com a linha de *gas lift* para compor a linha IPU, portanto, a circulação ocorre pela linha IPU, passando pela linha de GL e retornando na linha de PO.

Para os poços 7-MRL-150HP-RJS, 7-MRL-085D-RJS, 7-MRL-086D-RJS, 7-MRL-087D-RJS, 7-MRL-104-RJS, 7-MRL-138HP-RJS, 7-MRL-103-RJS, 7-MRL-156H-RJS que estão conectados a *Manifolds*, a limpeza das linhas ocorre em duas etapas:

- Limpeza das linhas (*flowlines*) que interligam os poços ao *manifold* – a circulação ocorre de maneira similar pela linha de GL e retornando pela linha de PO.
- Limpeza das linhas (*riser + flowline*) que interligam o *manifold* à plataforma – a circulação ocorre pela linha de GL e retornando pela linha de PO, e depois pela linha de TGL (teste *Gas Lift*) e retornando pela linha de TPO.

Para o poço 7-MRL-141HP-RJS, o SSAO é configurado para que a circulação seja pela linha de GL, retornando pela linha de PO, passando pelo SSAO e fluindo para a plataforma pela linha de PO do SSAO. Nesse momento, a injeção do poço 8-MRL-211D-RJS não está ocorrendo.

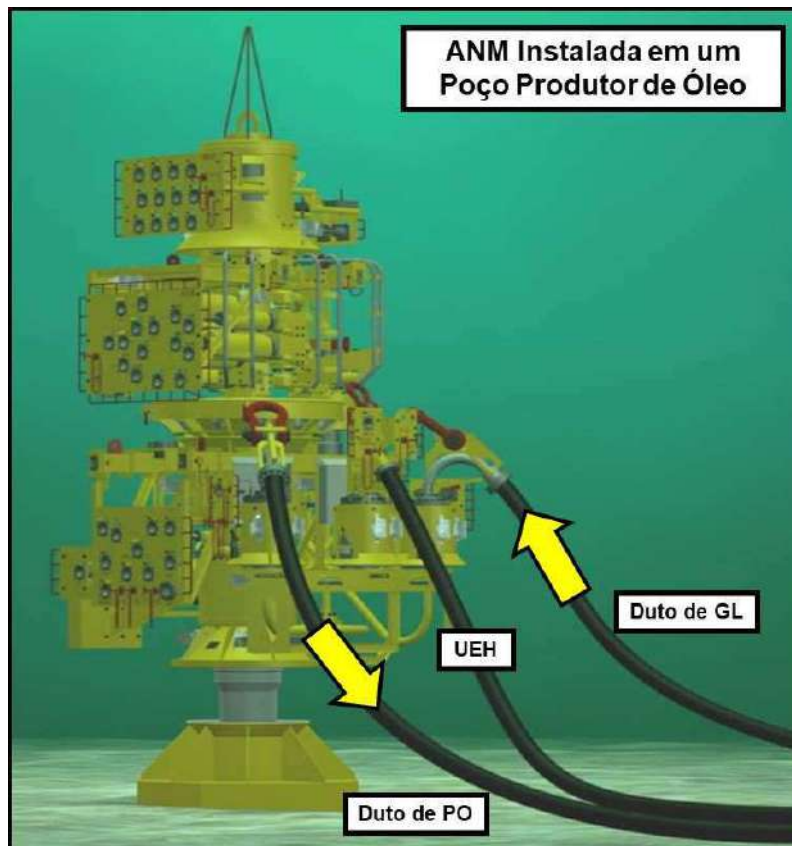


Figura 5.3.2-I - Esquema de um poço produtor de óleo mostrando as três linhas interligadas à plataforma (produção, gas lift e umbilical). As setas indicam o sentido de fluxo de circulação de água para limpeza dos dutos de gas lift (GL) e produção (PO).

Após a circulação de água são feitas amostragens do fluido para fins de medição do TOG (Teor de Óleos e Graxas), utilizando-se o método de espectrometria de absorção molecular (análises realizadas no laboratório da plataforma). Os dutos são considerados lavados quando em três amostras de água de lavagem consecutivas, coletadas com escoamento em fluxo a cada 30 minutos, é constatado $\text{TOG} \leq 15 \text{ ppm}$.

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

Poços Injetores Interligados à P-37

Os dutos flexíveis associados aos poços injetores dispensam a realização de lavagem, uma vez que são usados para injeção de água e, conseqüentemente, não possuem hidrocarbonetos em seu interior. Porém, para dutos de poços injetores, cujos inventários

das linhas apresentam produtos químicos que são injetados no respectivo poço, temos que substituir o fluido interior do duto por água do mar.

Ao contrário dos poços produtores, onde a limpeza das linhas via UEP ocorre com circulação pelas linhas de *gas lift* e de produção, para os poços injetores, a limpeza ocorre injetando no poço o fluido do seu interior, e substituindo-o por água do mar, nos casos em que haja a presença de produtos químicos no seu interior.

O *manifold* MSPI-MRL-06, está com as linhas de injeção e teste de injeção de água desconectadas, inviabilizando a injeção de fluido nos poços. Dessa forma, as linhas de injeção associadas aos poços 8-MLS-81HP-RJS e 8-MLS-49-RJS permaneceram com água do mar com biocida (conforme FISPQs no **Anexo 9**) com impossibilidade de realizar a sua remoção via UEP.

Para os poços em questão, devido ao fato de o *manifold* estar com as linhas de IA (injeção de água) e TIA (teste de injeção de água) desconectadas na plataforma, há a impossibilidade de injetar água do mar via plataforma nas linhas que conectam o poço ao *manifold*.

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 (Nº do Protocolo: 001812.0016642/2022), referente ao poço injetor 8-MLS-81HP-RJS, 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. Espera-se o mesmo comportamento, por similaridade, para o poço 8-MLS-49HPA-RJS.

Devido aos pequenos volumes de biocida (8,97L no 8-MLS-81HP-RJS e 21,64L no 8-MLS-49HPA-RJS) e não haver alvos refletivos (potenciais bancos de coral) na região de 200 m da linha, 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 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 o baixo volume total de biocida nas linhas (8,97L e 21,64L), a inexistência de fluxo, a ausência de bancos de corais em distâncias inferiores a 200m, a pequena liberação que ocorrerá durante as desconexões (já que as extremidades serão tamponadas logo em seguida como medida mitigadora) e a classificação do impacto como de “pequena importância” na AIA, a Petrobras propõe que não seja realizada a lavagem das linhas de injeção associadas aos poços 8-MLS-81HP-RJS e 8-MLS-49-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 respectivas ANM. O Parecer Técnico nº 306/2022-COPROD/CGMAC/DILIC (recebido em 07/07/2022), aprova o recolhimento da linha de injeção associada ao poço 8-MLS-81HP-RJS, conforme proposta acima.

Para as linhas do poço 8-MRL-139D-RJS, durante o processo de abandono definitivo, realizado através de intervenção com sonda, foi feita a limpeza da linha de injeção de água através do processo N₂-lift, que consiste no esvaziamento completo do *riser* da sonda, seguido por destamponamento da extremidade da linha de IA ao *manifold* MSPI-MRL-06. Em seguida as válvulas da ANM do poço são abertas, e o diferencial de pressão entre a extremidade aberta da linha de IA do MSPI-MRL-06 e a cabeça do poço possibilita o ingresso de água do mar pela linha de IA do *manifold* até que o *riser* da sonda fique totalmente preenchido com água do mar. Desta forma, tanto o conteúdo da linha de IA do *manifold* MSPI-MRL-06 quanto o conteúdo da própria linha de IA do poço 8-MRL-139D-RJS foram deslocados para sonda que realizou a intervenção. Como resultado desta operação, temos que a linha de IA do poço 8-MRL-139D-RJS e a linha de IA do *manifold* MSPI-MRL-06 contêm somente água do mar.

Para a linha de injeção de água do poço 8-MRL-120D-RJS foi utilizado o mesmo método aplicado na linha de IA do poço -MRL-139D-RJS, porém, fluindo água do mar através da linha de TIA (tesde de injeção de água) do *manifold* MSPI-MRL-06, pois esta linha também se encontrava abandonada tamponada no leito marinho. Desta forma, foi feita a limpeza da linha de TIA do *manifold* MSPI-MRL-06 através do deslocamento dos fluidos contidos nela para dentro do poço 8-MRL-120D-RJS. Como resultado desta operação, temos que

a linha de IA do poço 8-MRL-120D-RJS e a linha de TIA do *manifold* MSPI-MRL-06 contêm somente água do mar.

A limpeza da linha de IA do poço 8-MRL-144D-RJS foi feita numa época em que a linha de IA do MSPI-MRL-06 ainda estava conectada na plataforma. Desta forma, foi feito um bombeamento normal para o poço, injetando 180 m³ de água do mar, deslocando, portanto, todo o fluido anteriormente contido na linha deste poço para dentro do poço.

O *manifold* MSI-MRL-04, está com as linhas de injeção (IA) e teste de injeção de água (TIA) conectadas à plataforma P-37, possibilitando a injeção de fluido nos poços de forma natural, já que se trata de um *manifold* conectado somente a poços injetores. Dessa forma, o fluido de injeção que se encontrava nas linhas dos poços 8-MRL-175HP-RJS, 8-MRL-105D-RJS, 8-MRL-114D-RJS, 8-MRL-132-RJS, 8-MRL-96D-RJS e 8-MRL-97D-RJS (que consistia em água do mar com biocida – quaternário de amônio conforme FISPQs no **Anexo 9**) foi deslocado para o interior de todos estes poços através do simples bombeamento de água do mar sem aditivos. Este processo foi utilizado também para limpeza das linhas de IA e TIA do *manifold* MSI-MRL-04.

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

Limpeza do Gasoduto de Interligação de P-37 a P-26

O gasoduto de exportação que interliga P-37 a P-26 já foi despressurizado em operação realizada por meio de alinhamento para o *flare* da P-26.

O procedimento de limpeza deste gasoduto foi realizado no sentido P-37 para P-26 e está resumidamente descrito a seguir:

- Bombeio de N₂;
- Purga do gasoduto para flare;
- Bombeio de água do mar;
- Interrupção do bombeio por 12 horas;
- Reinício do bombeio de água do mar;
- Amostragem de fluido a bordo da P-26 para medição de TOG;

- Finalização da limpeza após 3 medições consecutivas de TOG com resultado inferior a 15 ppm.

O efluente oleoso gerado nessas operações foi transferido para a P-37, onde foi destinado para tratamento adequado para enquadramento do TOG ≤ 15 ppm e descarte no mar, conforme legislação vigente.

Umbilicais

Com base no histórico operacional da P-37, tem-se que as mangueiras HCR (utilizadas para injeção de produtos químicos) dos umbilicais dos poços produtores estão preenchidas com HW 525 ou TransAqua DW, fluido hidráulico base água (volume total 16,7 m³), cujas FISPQ são apresentadas no **Anexo 9**. Não há indício da presença de qualquer outro produto químico nas mangueiras de injeção química (ex.: desemulsificante, inibidores etc.).

As mangueiras termoplásticas ($\varnothing = 3/8"$) de todos os umbilicais (poços produtores, poços injetores) encontram-se preenchidas com HW 525 ou TransAqua DW, fluido hidráulico base água (volume total 37,3 m³). Portanto, como será descrito no próximo capítulo (**Fase C**), haverá liberação para o mar de fluido hidráulico de controle (HW 525 ou TransAqua DW), proveniente do interior das mangueiras HCR e termoplásticas, quando os umbilicais forem desconectados dos equipamentos submarinos. Este cenário foi considerado na elaboração da Avaliação de Impactos Ambientais (AIA), apresentada no **Anexo 13**.

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*, SSAO e PLETs, 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, serão instalados flanges cegos nos Módulos de Conexão Vertical - MCV das ANM / *manifolds*, SSAO e PLETs, visando garantir o bloqueio para o mar. 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*, SSAO e PLETs.

Existem também alguns casos em que pode ser realizada a desconexão mediante a retirada e içamento do MCV, trazendo-o, ainda com as linhas conectadas (que permanecerão temporariamente suspensas) para a embarcação. Nestes casos, a desconexão entre o MCV e as linhas, com o tamponamento destas com flange de manuseio, será realizada na mesa de trabalho da embarcação. Em seguida, as linhas são depositadas temporariamente no leito submarino, em um traçado livre de bancos de coral, totalmente prontas para a etapa de recolhimento.

A opção adotada, dentre as aqui descritas, será definida no momento de elaboração dos procedimentos executivos e informada no Relatório de Descomissionamento de Instalações.

Após a desconexão nas ANM, *manifolds*, SSAO e PLETs, as extremidades das linhas serão posicionadas próximas ao poço, *manifolds*, SSAO e PLETs, em abandono temporário. 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), enquanto abandonados temporariamente no leito marinho aguardando o recolhimento, ficarão preenchidos com água e com pelo menos uma extremidade aberta para o mar, exceto para o caso dos poços 8-MLS-81HP-RJS e 8-MLS-49-RJS que serão recolhidos com ambas as extremidades tamponadas devido a presença de Biocida no interior das linhas. A manutenção das linhas abertas tem o objetivo de evitar a pressurização interna devido à geração de gás sulfídrico (H₂S), 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 ($\text{TOG} \leq 15 \text{ ppm}$) 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.

Pelo mesmo motivo exposto no parágrafo anterior, 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, *manifolds* e SSAO, 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. 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* e Destinação dos *Risers*

Está prevista a realização de uma campanha única para execução das operações de *pull out* dos 37 *risers* conectados à P-37. Conforme descrito no **Capítulo 5.2**, a proposta da Petrobras é de que todos os *risers* sejam recolhidos no momento do *pull out*.

A operação pode ser resumidamente descrita da seguinte forma:

- **Passo 1:** Para os dutos flexíveis, a operação consiste em realizar a desconexão entre tramos na CRF (Conexão *Riser-Flowline*), mostrada nas **Figuras 5.3.2-II e 5.3.2-III**. Em seguida, é instalada cabeça de tração no conector (no fundo) do trecho *riser*, para realizar o içamento e recuperação do tramo. O tramo *flowline*, 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, em região próxima ao TDP.

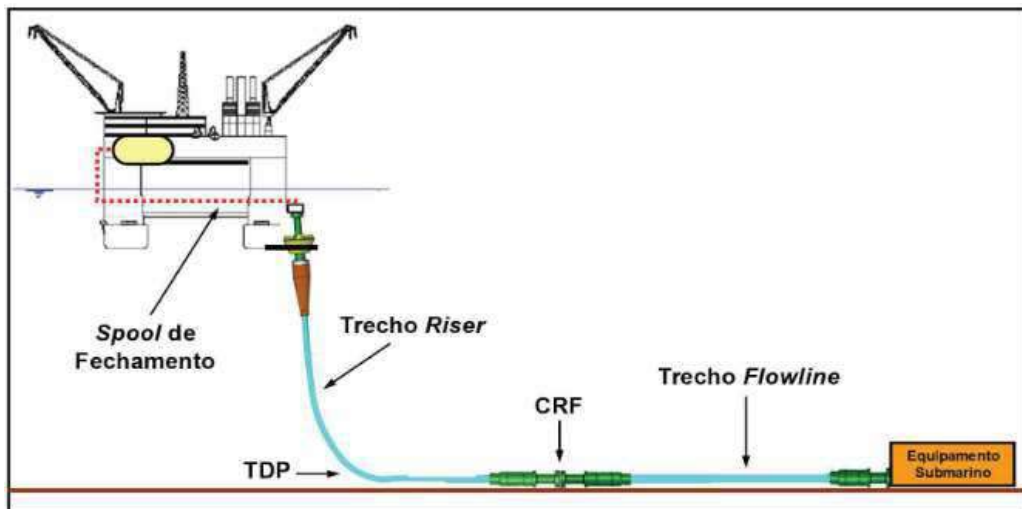


Figura 5.3.2-II - Esquema simplificado ilustrando a interligação de um duto flexível, composto por dois tramos (riser e flowline), entre equipamento submarino e plataforma. O equipamento pode ser, por exemplo, uma ANM ou PLET.

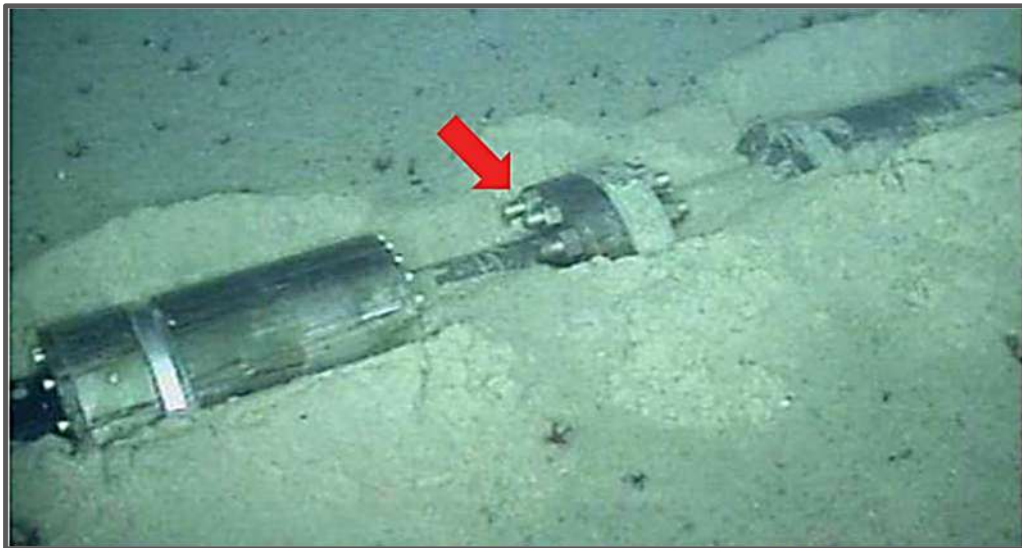


Figura 5.3.2-III - CRF (Conexão Riser-Flowline) de um duto flexível. A seta mostra os estojos responsáveis por estabelecer a conexão flangeada entre os conectores dos tramos flowline e riser.

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* dos *risers*.

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

- Recuperando, com auxílio de ROV, a extremidade de fundo do *riser* que foi desconectada do trecho *flowline* e na qual houve instalação de cabeça de tração, de forma a efetuar o recolhimento do duto no sentido da CRF para a plataforma. Nesse caso, o *pull out* será de “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 *riser* 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. Essa operação de recuperação de umbilicais cortados utilizando ferramenta especial será detalhada no Cenário 3 da FASE L – Recolhimento das *flowlines*.

- Desconectando o *riser* primeiro na plataforma e, em seguida, realizando o recolhimento da linha flexível em direção ao ponto de desconexão (na CRF, no caso de dutos flexíveis) ou corte (no caso de umbilicais). Nesse caso, o *pull out* será de “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*, faz-se 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;

- 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-37, 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.

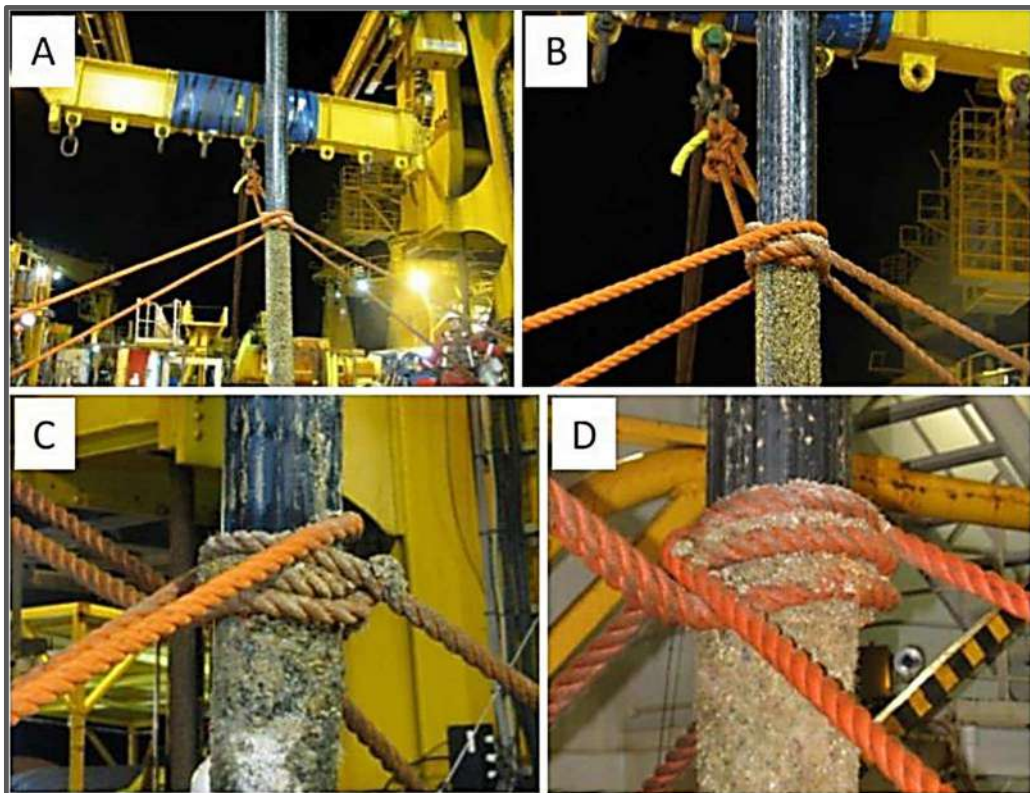


Figura 5.3.2-V - Imagens da remoção de bioincrustação utilizando cabos de polipropileno (“enforcamento do duto”) a bordo de um PLSV, durante operação de *pull out* de uma linha flexível. O(s) cabo(s) realiza(m) a limpeza da linha à medida que o duto é recolhido para a e embarcação

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 consiste na seguinte sequência de atividades, descritas a seguir: despressurização, drenagem e limpeza de equipamentos e tubulações. Permanecendo em operação o separador de testes e *slop vessel*, para finalização das etapas de limpeza dos poços produtores e injetores.

Despressurização:

A despressurização das linhas 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 visando a retirada deles do interior destas tubulações e equipamentos.

Drenagem:

A drenagem dos fluidos presentes nas linhas e equipamentos da planta de processamento de óleo e gás foi direcionada para o sistema de escoamento de óleo da unidade (condensado de hidrocarbonetos e água de produção) para envio para os tanques de carga visando o esgotamento deles no interior destas tubulações e equipamentos.

Limpeza:

A limpeza foi realizada com água do mar com vistas à remoção dos hidrocarbonetos aderidos às paredes das linhas 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, foi realizada a sopragem de nitrogênio nos sistemas de processamento de óleo (trens de produção), no sistema de compressão de gás (tubulações e equipamentos), sistema de água quente, sistema de tratamento de gás, e sistema de gás combustível para redução de hidrocarbonetos residuais da fase gasosa. Os hidrocarbonetos do processo de sopragem foram alinhados para o flare da plataforma, onde foram purgados. Permanecem em operação o separador de testes SG-122302 e *Slop Vessel* V-533602, para finalização das etapas de limpeza dos poços produtores e injetores.

De forma complementar, foi usado vapor de água para a limpeza do SG-122301-A, vaso este que foi encontrado NORM em 2013 e 2014, gerando 44 bombonas de borra CAT-I branca na época, conforme explicitado no item 3.7 Rejeitos radioativos. Após essa última limpeza com vapor de água, não foi encontrado nenhum rejeito de NORM no vaso.

O efluente oleoso gerado na operação foi transferido para os tanques de carga, visando enquadramento e atendimento à especificação de TOG ≤ 15 ppm para descarte no mar, conforme legislação ambiental vigente.

Sistemas da plataforma que permanecerão operacionais

Após a despressurização, drenagem e limpeza da planta de processamento, apenas os seguintes sistemas permanecem 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 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 de limpeza dos tanques de carga do FPSO P-37 segue as etapas resumidamente descritas:

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

Do total de 22 tanques de carga, até o momento, 06 tanques (1BB, 2BB, 2BE, 4BB, 4BE e 7BE) já passaram pelo procedimento definitivo de limpeza conforme descrito acima e estão vazios. Para os demais tanques, a previsão é que estejam limpos até o

final de 2022. Outros 04 tanques se encontram vazios e ainda receberão água oleosa (2C, 5C, 6BB e 6BE) para serem utilizados como tanques de lastro para garantia da estabilidade e integridade estrutural da embarcação.

A água nos tanques de carga está sendo continuamente tratada com BIOTREAT 4682 (FISPQ no **Anexo 9**), 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/resíduos gerados nas operações de limpeza dos tanques de carga:

- **Água oleosa proveniente da lavagem dos tanques:**

Para possibilitar a limpeza manual, os tanques são integralmente drenados e lavados. A água oleosa gerada nesta lavagem é encaminhada para tanques de carga. Após período de decantação, é realizado procedimento de “raspagem” que consiste na remoção da água decantada nos tanques de carga. Esta água é, então, descartada por meio de Offloading, conforme descrito na Fase G.

O processo de lavagem de tanques encontra-se em andamento na P-37.

- **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 2546 tambores de borra comum (339 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-37 foram encaminhados para tanque de carga. Foram realizados *offloadings* destes efluentes em junho/2022, com o volume total em 52.000 m³, sendo o primeiro com o volume descarregado de 32.000 m³ e o segundo com volume de 20.000 m³. Os efluentes oleosos foram destinados para o Terminal de São Sebastião em São Paulo, SP. O requisito final do tratamento realizado no terminal de São Sebastião, seguem os limites acordados para descarte de água da ETE:

Tabela 5.3.2-I - 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

Ressaltamos que não são previstas novas operações de *offloading*. Caso ocorra novo *offloading*, de forma contingencial, o mesmo será indicado nos Relatórios Periódicos das Operações de Descomissionamento, indicando o volume descarregado.

Caso seja gerado algum fluido oleoso oriundo de limpeza de poços e sistemas da plataforma até a saída da unidade da locação, a previsão é a contratação de uma planta de reprocesso da CETCO com o objetivo do descarte deste fluido enquadrado conforme às 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-V**.

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-37 estão resumidas abaixo:

- 1) A P-37 conecta a amarra de desinstalação (tramo de amarra certificada de 76 mm, de 150 m, previamente instalado na P-37) à amarra de superfície/topo, abre o *chainstopper* (fazendo uso da equipe de mergulho raso e da equipe de *hook-up*) e inicia o recolhimento;
- 2) O ROV localiza a conexão entre a amarra de desinstalação e a amarra de superfície/topo;

- 3) O AHTS (*Anchor Handling Tug Supply*) se aproxima e conecta o cabo de trabalho com a garatêa (equipamento usado para pescar amarra) na amarra de superfície/topo no ponto identificado pelo ROV;
- 4) P-37 paga mais a amarra de desinstalação 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-37;
- 7) O AHTS transfere a extremidade da amarra de desinstalação para o guindaste da P-37;
- 8) A P-37 recolhe a amarra de desinstalação;
- 9) O AHTS move-se em direção a âncora, de modo a pousar entre 50 m e 70 m de cabo no leito marinho;
- 10) O ROV utiliza o disco de corte para cortar o cabo de aço *spiral strand* DN 102 mm a aproximadamente 2 m do soquete inferior;
- 11) O AHTS recolhe a amarra de topo e o restante do cabo de aço *spiral strand* DN 102 mm, permanecendo *in situ* a extremidade do cabo de aço, todo o trecho de amarra de fundo e a âncora;
- 12) Desconectar as últimas linhas de ancoragem da mesma forma;
- 13) Posicionar as embarcações na disposição definida no plano de reboque;
- 14) Rebocar a unidade conforme plano de reboque. Ao final da desancoragem, serão conectados rebocadores à plataforma, os quais serão responsáveis pela saída (reboque) da P-37 da locação.

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

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

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-37, 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-37 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**, no descomissionamento dos vasos separadores de produção (SG-A) foi identificada pequena presença de resíduos com NORM. O vaso foi limpo 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. RT-308731523 e RT-311674216.

O total de tambores gerados nessa operação foram:

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

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

Conforme mencionado no **item 3.7**, havia dois medidores nucleares instalados na planta de processamento da P-37, cada um com 48 fontes radioativas de Am-241 (isótopo radioativo do elemento químico amerício). Estas fontes radioativas já foram removidas e encaminhadas para a CNEN (Comissão Nacional de Energia Nuclear), RT-320604590.

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 emissão 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-37, 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 14**), 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-37, 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, Pesos Mortos e *Skid* de Anodos

As “sucatas” (materiais/resíduos) presentes no leito marinho, identificadas com auxílio de ROV (ver **Capítulo 3.7**), 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* da P-37

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.

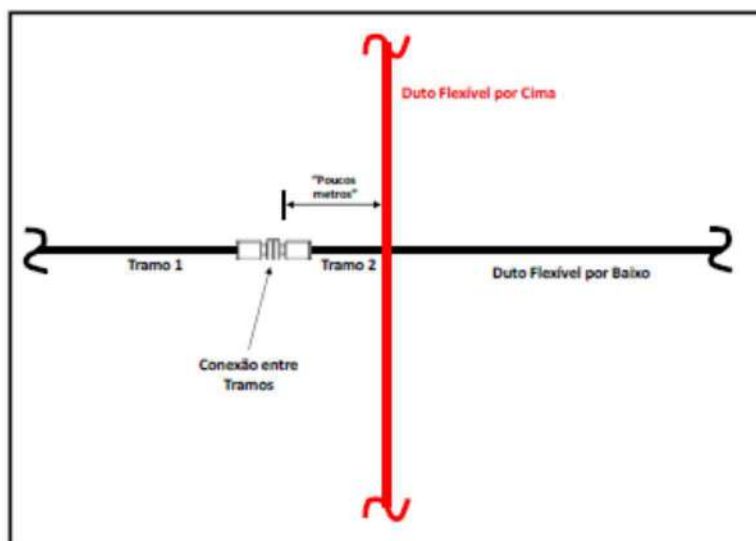


Figura 5.3.2-VII - Exemplo de cruzamento que pode ser desfeito por meio de desconexão entre tramos. Neste caso, a "linha preta", que está por baixo no cruzamento com a "linha vermelha", pode ser recuperada em três etapas: (i) desconexão entre tramos, (ii) recolhimento do tramo 2 puxando-o por baixo da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

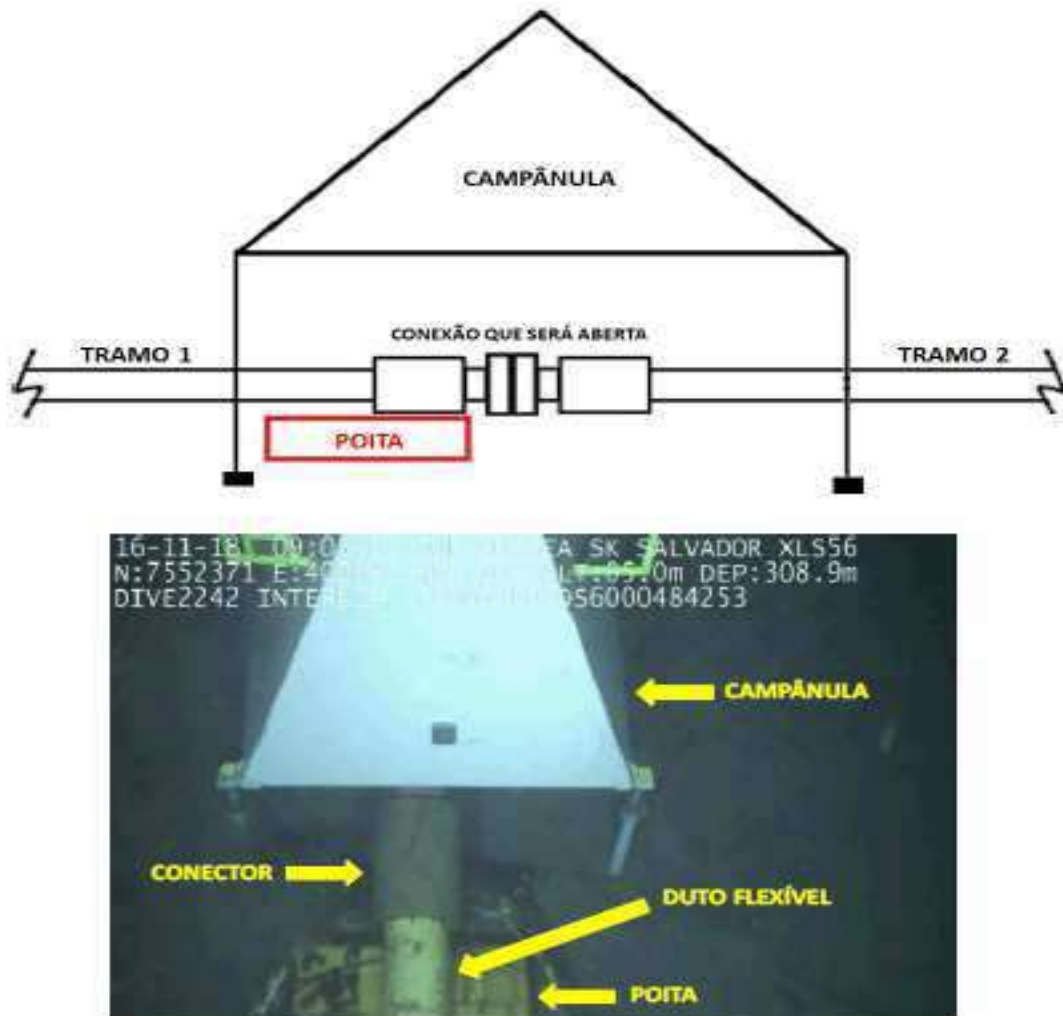


Figura 5.3.2-VIII - Esquema e foto ilustrando o posicionamento de campânula para contenção de eventual liberação de fluido durante operação de desconexão submarina entre tramos de um duto flexível de escoamento de óleo.

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 do PLSV será conectada para realizar o içamento da linha para a embarcação, permitindo o seu recolhimento.

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

OBS. 2: Caso o trecho sem conector nas duas extremidades seja curto / leve, poderá ser dispensada a instalação da ferramenta especial de içamento de linhas cortadas. Nesta situação, o içamento do trecho cortado poderá ser realizado por meio da instalação de cintas / 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: Recolhimento Parcial dos Equipamentos Submarinos (*Manifolds* e SSAO)

O recolhimento parcial dos *manifolds* e SSAO consiste na remoção de todos os SCMs, módulo de medição multifásica do MSPI-MRL-6, das fontes radioativas do SSAO e dos *jumpers* eletrohidráulicos destes equipamentos. 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 pera para içamento, e manilhas novas com capacidade, 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 peação;
- Navegação da embarcação principal para o porto definido para o descarregamento do equipamento em área predefinida (no porto).

A remoção das fontes radioativas do SSAO prevê uma etapa adicional, de descida de um casulo protetor para acomodação da fonte ainda no fundo do mar, com o objetivo de proteção de pessoas durante o manuseio, acondicionamento para transporte e destinação final junto à CNEN. Tal operação consiste nas seguintes etapas:

- Avaliação da sequência de remoção das fontes radioativas, em conjunto com o fornecedor das fontes, prosseguindo o modo mais rápido e seguro de execução;
- Atracação das embarcações RSV no cais do porto para carregamento de materiais e acessórios (lingadas de recuperação, manilhas, olhais de amarração etc.) a serem utilizados na recuperação do equipamento;
 - Após consulta ao fornecedor da fonte, deverá ser posicionado o *skid* de transporte das caixas protetoras que conterão as fontes e seus acessórios contaminados para que se retorne ao porto com segurança contra possível contaminação da tripulação.
 - Deverão ser embarcadas e fixadas no *skid* de transporte no convés do RSV as caixas protetoras fornecidas pelo fornecedor das fontes radioativas.
- Navegação da embarcação envolvida na recuperação da fonte radioativa para a locação do SSAO;
- 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 as fontes radioativas e realizar confirmação do dimensional dos locais onde se encontram as fontes.
- Confiando as dimensões de acesso aos flanges das fontes, executar a retirada dos estojos que fixam as fontes com torqueadeira adaptada ao manipulador do ROV.

- Todos os materiais removidos para liberação das fontes, retirados pelo ROV, ainda no fundo marinho, deverão ser colocados nas caixas protetoras para içamento ao convés do RSV, evitando assim a possibilidade de contaminação às equipes a bordo do RSV;
- O ROV deverá instalar uma lingada de içamento curto. Essa lingada deverá possuir ganchos com travas para serem conectadas nos olhais da fonte.
- Uma vez conectados os ganchos nos olhais, o ROV deverá posicionar seu manipulador para tracionar verticalmente a lingada curta e retirar a fonte do seu receptáculo.
- O ROV deverá conduzir a fonte içada pela lingada curta até a caixa protetora e lá depositar a fonte com a lingada curta. Na sequência, o ROV deverá executar o procedimento de fechamento da caixa protetora, conforme instrução do fornecedor da fonte.
- O ROV deverá executar o mesmo procedimento para a segunda fonte.
- Confirmado o fechamento seguro das caixas protetoras, o ROV reconectará a lingada de içamento do guindaste do RSV que trará a caixa protetora até o convés e o posicionará no *skid* de transporte.
- O RSV deverá realizar as ações de proteção complementares quanto à proteção contra possíveis contaminações das equipes a bordo, conforme instrução e acordo com o fornecedor da fonte.

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” e as condicionantes relativas à operação da plataforma nas atividades de perfuração licenciadas, inclusive quanto ao uso de fluidos e descarte de cascalhos, conforme LO de Perfuração da AGBC (LO Nº 782/2008, com renovação válida até abril/2022). Ressalta-se que foi protocolada em 30/11/2021 solicitação de renovação desta LO (Carta SMS/LCA/MPL-E&P/MPL-AGP 0444/2021).

5.4. Cronograma

O cronograma físico de execução do Projeto de Descomissionamento da P-37 é apresentado na **Figura 5.4-I**.

Fases / Atividade do Projeto de Descomissionamento da P-37	Janelas de Execução das Fases / Atividades																																								
	2019	2020	2021	2022												2023										2024										2025 a 2030					
				jan/22	fev/22	mar/22	abr/22	mai/22	jun/22	jul/22	ago/22	set/22	out/22	nov/22	dez/22	jan/23	fev/23	mar/23	abr/23	mai/23	jun/23	jul/23	ago/23	set/23	out/23	nov/23	dez/23	jan/24	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24		set/24	out/24	nov/24	dez/24	
Aprovação do projeto pelos órgãos (ANP, IBAMA e Marinha do Brasil)																																									
Fechamento dos poços produtores e parada de injeção																																									
Limpeza das linhas (sist. coleta, gasoduto de exportação e oleoduto)																																									
Desconexões das linhas submarinas nos poços																																									
Atividades Pré PULL-OUT																																									
Operações de PULL-OUT																																									
Limpeza dos tanques																																									
Desancoragem e saída da locação da plataforma																																									
Recolhimento das Flowlines que impactam projeto de Revitalização																																									
Recolhimento das Flowlines que não impactam projeto de revitalização																																									
Recolhimento de sucatas																																									
Condicionamento da planta de processamento																																									
Abandono de poços																																									

Figura 5.4-I - Cronograma físico de execução das fases do Projeto de Descomissionamento da P-37

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

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

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-37.

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-37 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-37, 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 e nº 256/2022-COPROD/CGMAC/DILIC, e a fim de monitorar os impactos decorrentes das operações de descomissionamento da P-37 diretamente sobre os bancos de corais de águas profundas, são propostas, no **Anexo 15 – Proposta de Plano de Monitoramento Pós Descomissionamento** para a plataforma FPSO P-37, 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-37.

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).

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, 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-37 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-37, 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.

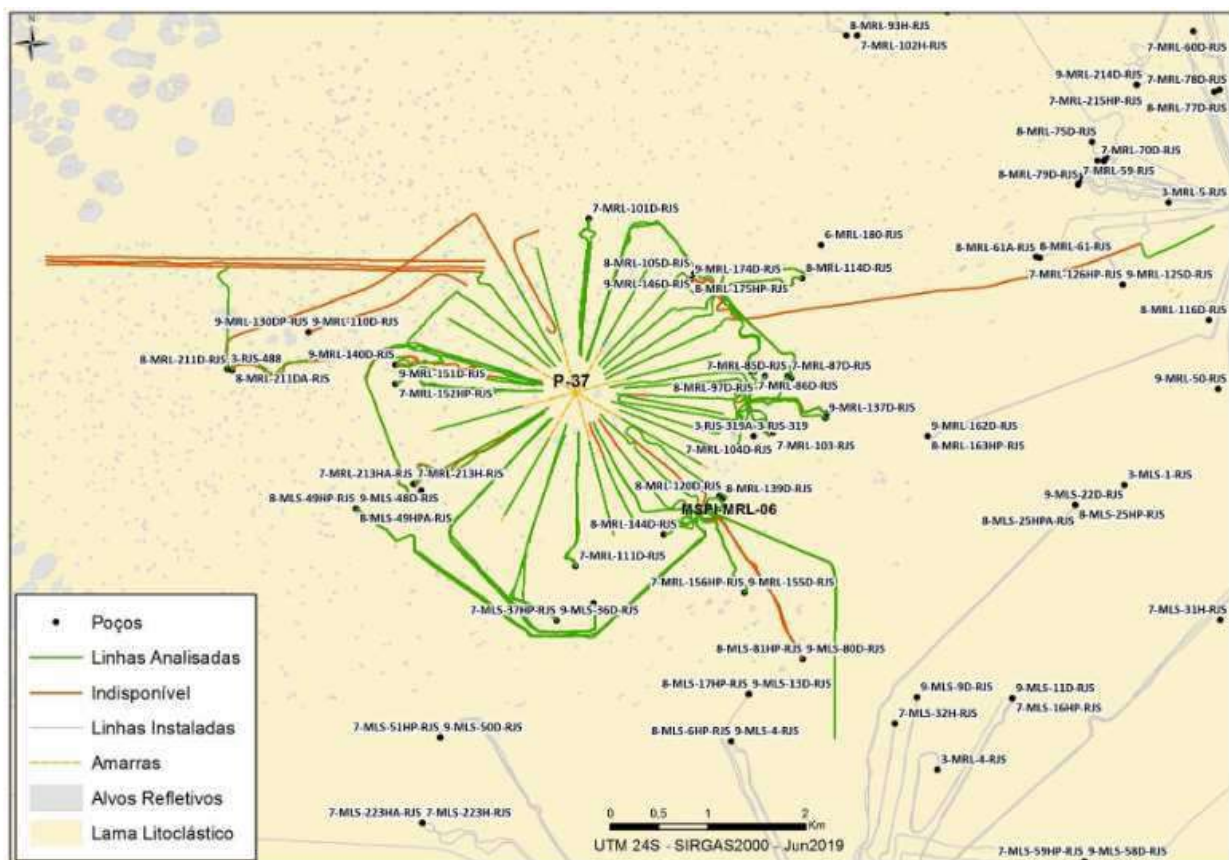


Figura 7.1-I – Arranjo do sistema submarino da P-37 sobreposto ao mapa faciológico da região. As cores das linhas estão de acordo com o status da análise dos vídeos recuperados

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 4 *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 3-RJS-488

Durante a análise parcial do *bundle* do 3-RJS-488 à P-37, sobreposto ao levantamento geofísico, foram observados 19 alvos refletivos ao longo do *bundle*, dos quais 5 destes foram validados como bancos de coral e apresentaram correspondência com alvos refletivos, a partir da análise dos vídeos recuperados (**Figura 7.1-II - Detalhes 1 a 5**). Outros 3 bancos de coral já haviam sido confirmados e contornados por ROV na região (**Figura 7.1-II - Detalhes 5 e 6**), sendo um deles uma colônia isolada de coral formador, indicada na **Figura 7.1-III**, nas proximidades da UEP. Ao todo, o *bundle* do 3-RJS-488 possui interferências com 7 bancos de coral. A linha flexível de injeção de água (IA_P-37/3-RJS-488), possui um trecho intermediário de aqueduto do tipo rígido (IA_PLET-MRL-MW-01C/PLET-MRL-MW-01B), onde não foi possível analisar devido a indisponibilidade de imagens, assim como também o trecho *flow* do UEH_P-37/3-RJS-488. Todos os bancos apresentaram matriz formada por esqueletos de corais formadores de pequeno porte e foram observadas colônias vivas de corais formadores: *Madrepora oculata* e *Solenosmilia variabilis* (**Figura 7.1-III - A a D**).

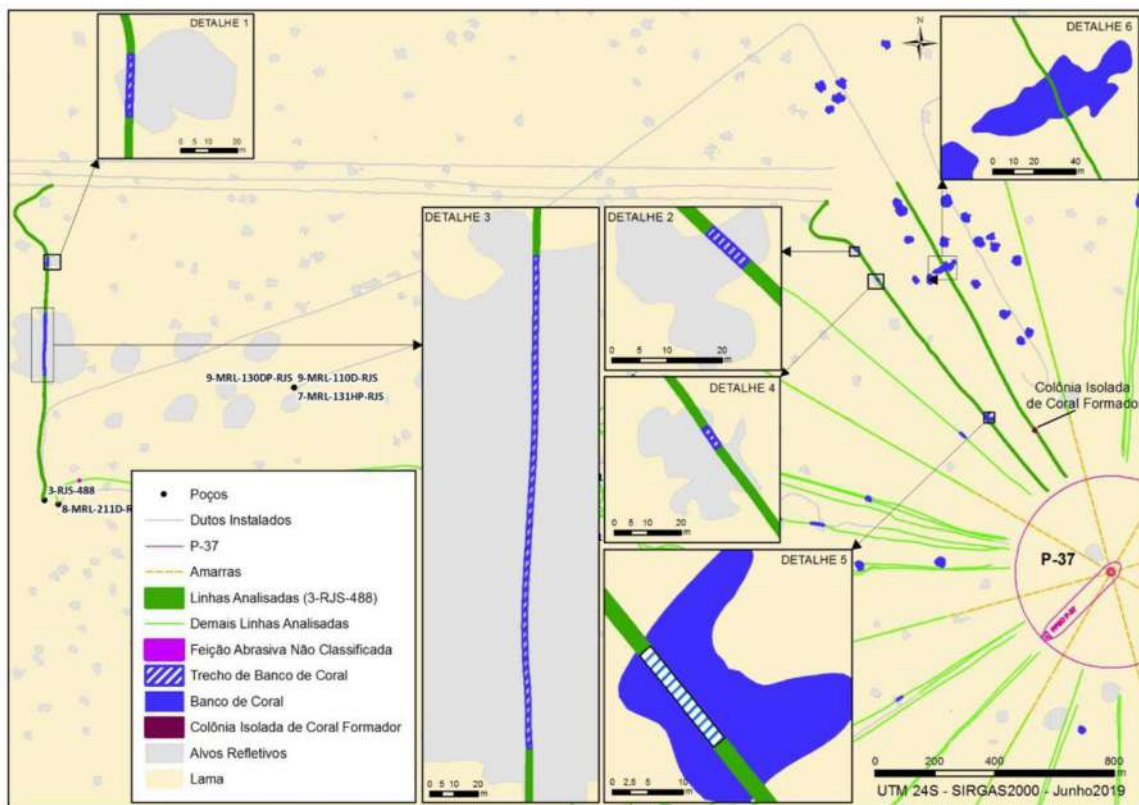


Figura 7.1-II – Alvos refletivos validados como bancos de coral do poço 3-RJS-488 à P-37.

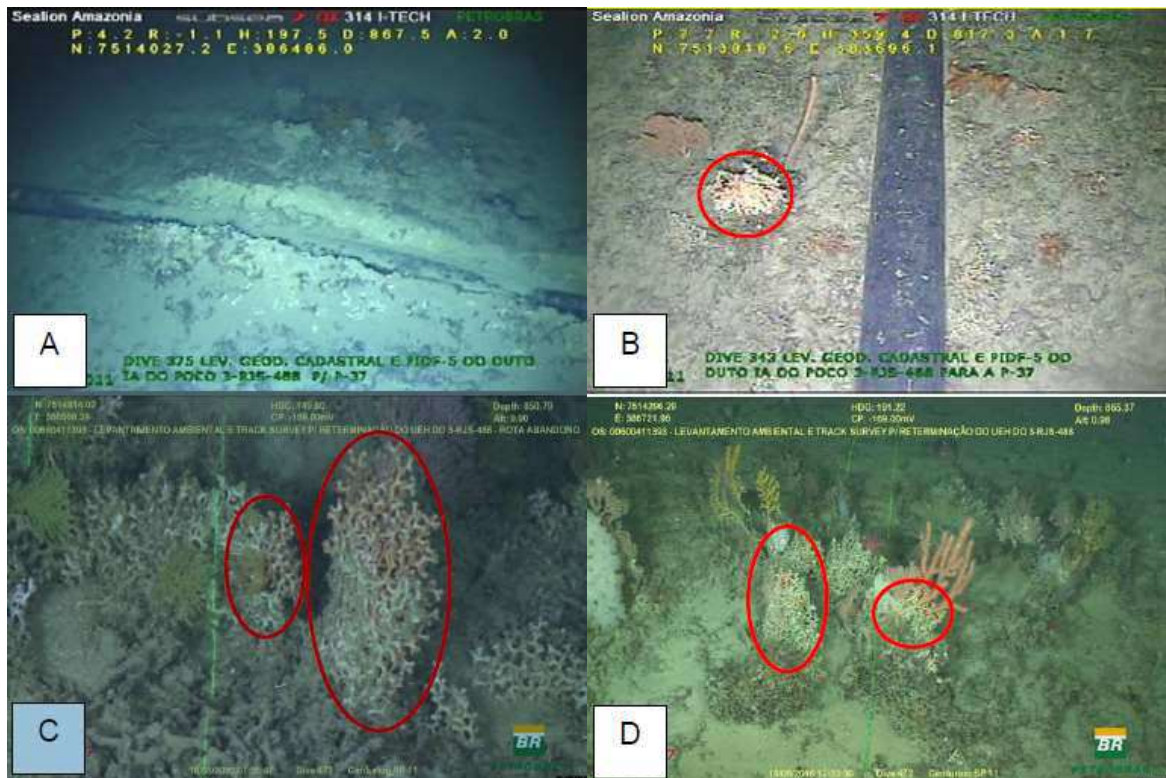


Figura 7.1-III – (A-B) Bancos de corais observados no IA do 3-RJS-488; e (C-D) no UEH do 3-RJS-488 (Colônias vivas de coral formador indicadas pelos círculos vermelhos).

Bundle do 7-MRL-147HP

Durante a análise total do *bundle* do 7-MRL-147HP à P-37, sobreposto ao levantamento geofísico, foram observados 4 alvos refletivos sob as linhas do *bundle*. Na **Figura 7.1-IV – Detalhe 1**, pode-se observar que os três trechos de banco de coral, referente a cada uma das linhas do *bundle*, identificados através dos vídeos recuperados, foram considerados como um único banco, pois apresentam correspondência com o alvo refletivo adjacente às linhas.

Na **Figura 7.1-IV – Detalhe 2**, o trecho de banco de coral identificado através de vídeos recuperados também aparenta ter correspondência com o alvo refletivo na extremidade direita superior do detalhe, apenas inferindo uma pequena imprecisão de posicionamento. Estes trechos podem apresentar deslocamento devido tanto a erros intrínsecos de posicionamento do ROV, quanto do levantamento geofísico. Desta forma, não necessariamente é observada aderência completa entre o contorno dos alvos e os trechos de vídeo confirmados como banco de coral, observado no **Detalhe 2**.

E por fim, na **Figura 7.1-IV – Detalhe 3**, os dois alvos que estão sob as linhas do *bundle* também apresentaram correspondência com os trechos de banco de coral identificado

nos vídeos recuperados. Portanto, vale ressaltar que em alguns casos onde o trecho de vídeo recuperado foi maior do que o alvo refletivo de AUV, deve-se provavelmente por trechos de fragmentos de bancos de coral onde a extensão do banco acaba sendo maior na visualização das imagens do que pelo levantamento por AUV.

Todos os bancos apresentaram matriz formada por esqueletos de corais formadores de pequeno porte e não foram observadas colônias vivas de corais formadores (**Figura 7.1-V**).

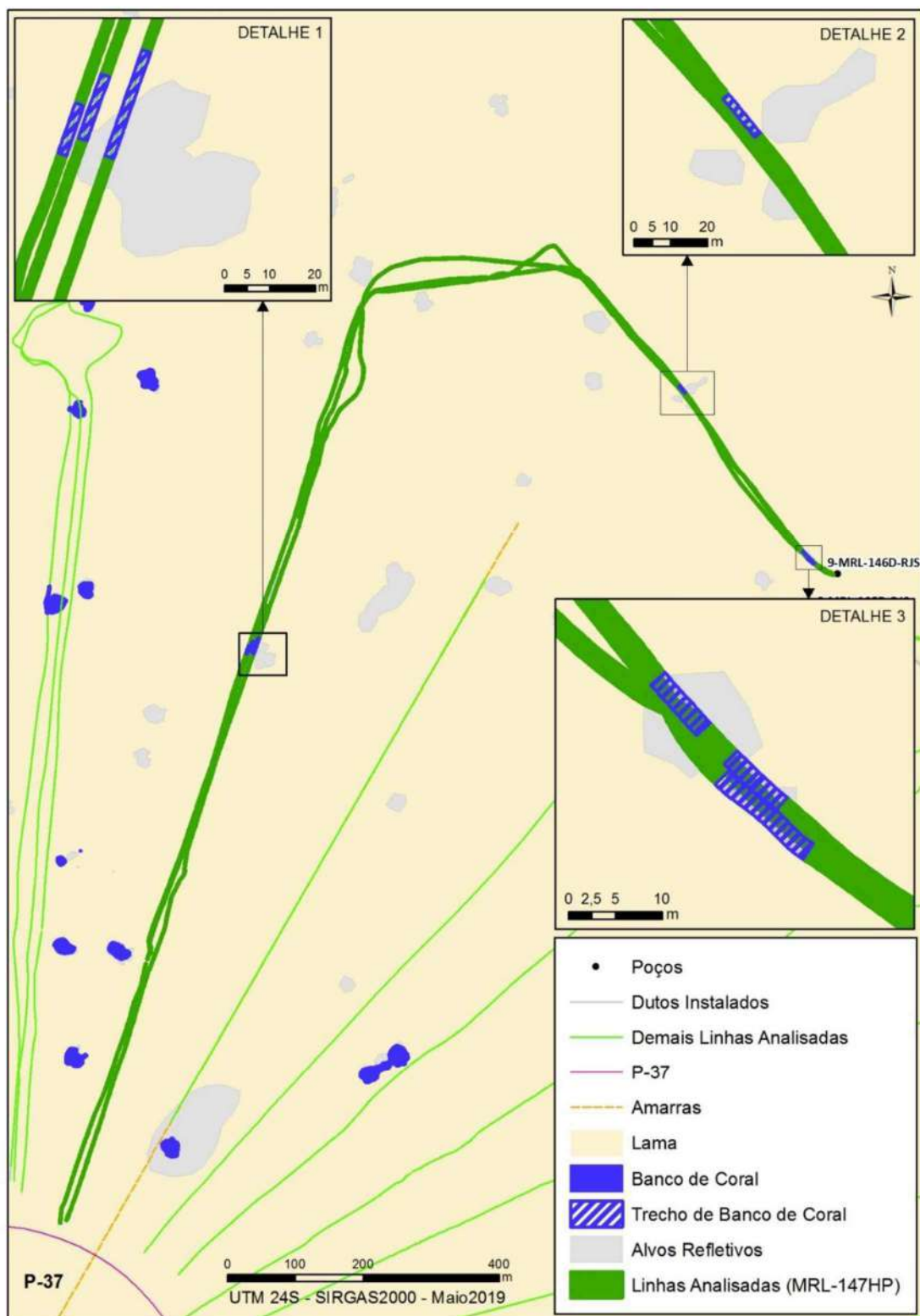


Figura 7.1-IV – Alvos refletivos validados como bancos de coral no bundle do 7-MRL-147HP à P-37

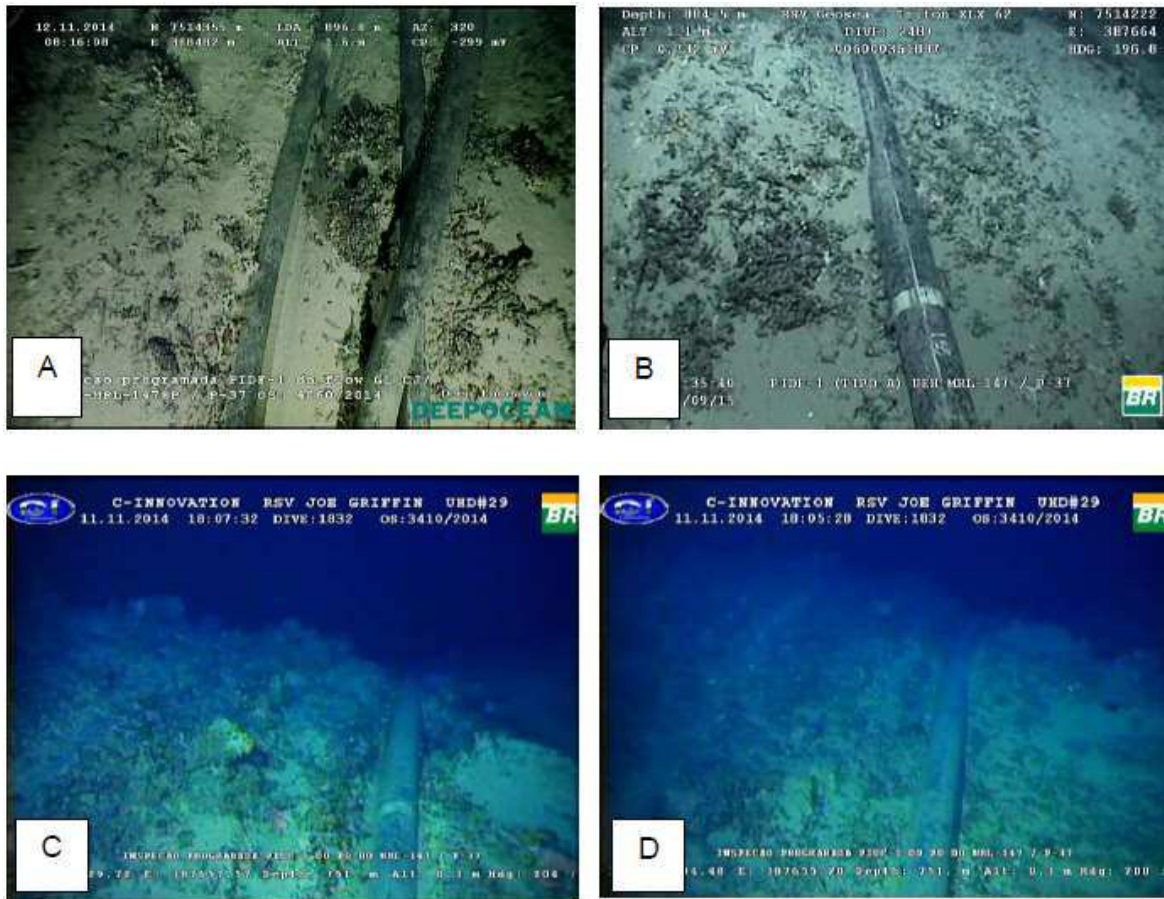


Figura 7.1-V – (A-D) Bancos de coral observados no bundle do 7-MRL-147HP à P-37.

Bundle do 8-MLS-049

Durante a análise completa do *bundle* do 8-MLS-049 à P-37, sobreposto ao levantamento geofísico, foram observados 4 alvos refletivos. A partir da análise dos vídeos recuperados, os 4 alvos apresentaram correspondência com os trechos analisados e todos foram validados como bancos de coral (**Figura 7.1-VI – Detalhes 1 e 2**). Além destes, um banco de coral pontual também foi identificado através das imagens, mas não apresentava correspondência com nenhum alvo refletivo (**Detalhe 1-central**), totalizando 5 bancos de coral confirmados sobre o *bundle* do poço 8-MLS-049 (**Figura 7.1-VI**). Pode-se observar que dois trechos de banco de coral identificados através de vídeo recuperado (**Detalhe 2- inferior**) foram considerados como um único banco e acompanham a simetria do alvo levantado por AUV na região. Todos os bancos apresentaram matriz formada por esqueletos de corais formadores de pequeno porte ou por fragmentos de corais pétreos formadores. Também foram

registradas colônias vivas de corais formadores (*Scleractinia*), porém devido a qualidade das imagens, não foi possível identificar tais espécies. (Figura 7.1-VII).

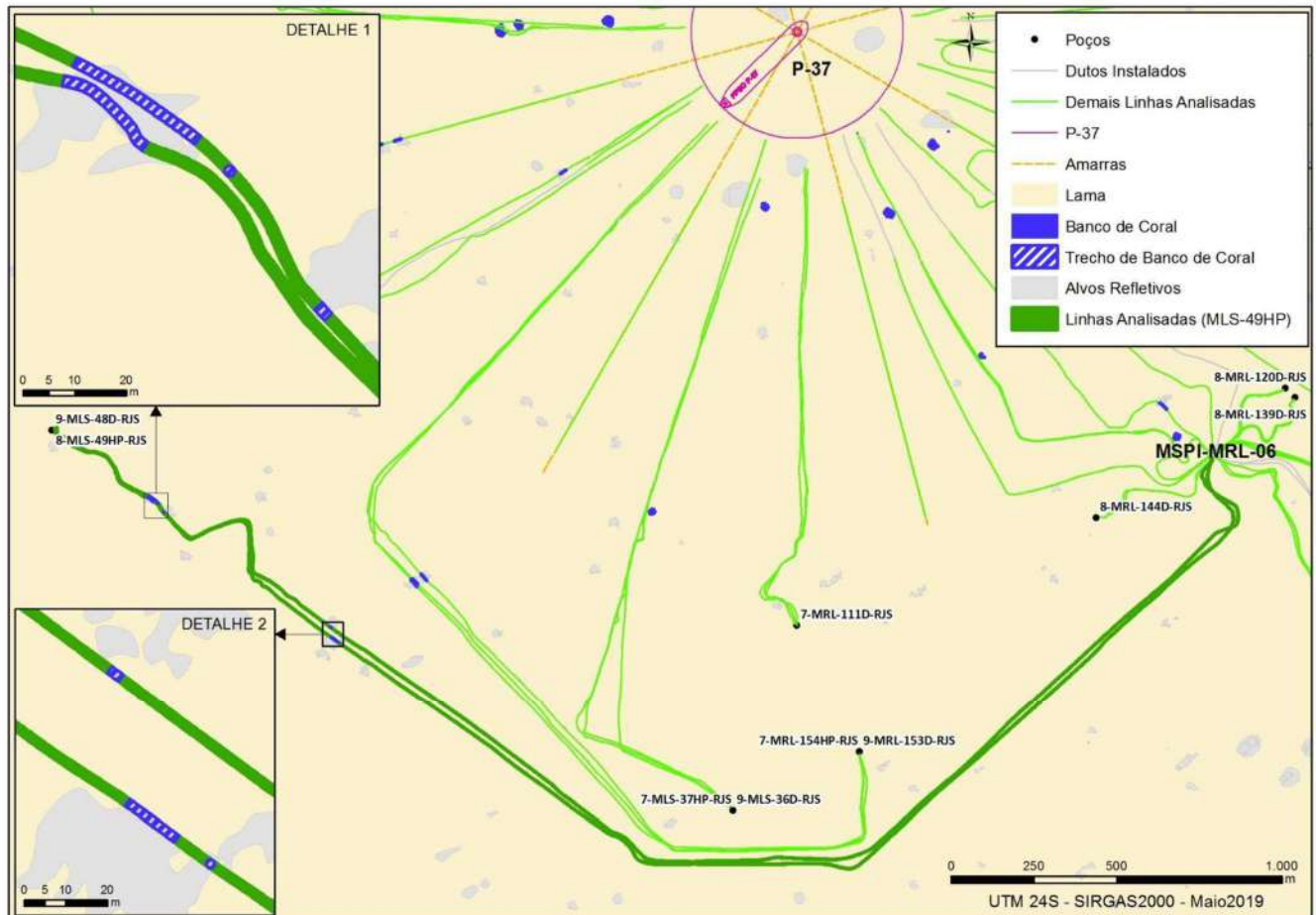


Figura 7.1-VI – Alvos refletivos validados como bancos de coral no bundle do 8-MLS-049 à P-37.



Figura 7.1-VII – (A-D) Bancos de coral observados no bundle do 8-MLS-049. Colônias vivas de corais formadores, indicadas pelos círculos vermelhos.

Bundle do MSPI-MRL-06

Durante a análise parcial do *bundle* do MSPI-MRL-06, uma das linhas (TIA_P-37/MSPI-MRL-06) não foi analisada devido indisponibilidade de vídeo. Sobrepostos ao levantamento geofísico, foram observados 6 alvos refletivos sob linhas. Destes alvos, 2 foram validados como bancos de coral, a partir da análise dos vídeos recuperados, e 2 deles já haviam sido confirmados por ROV anteriormente na região (**Figura 7.1-VIII - Detalhe 1 e Banco de coral à direita**). Pode-se observar que o trecho de banco de coral observado através dos vídeos recuperados, ultrapassou o limite do alvo (**Figura 7.1-VIII - 1 – Detalhe 3**), o que pode estar relacionado aos fragmentos de corais formadores nas proximidades do banco, uma vez que o vídeo recuperado pode demonstrar uma área de fragmentos de coral maior do que o limite de AUV pode representar para a delimitação de um alvo. Dois alvos refletivos não foram confirmados como bancos de coral após análise de vídeos (**ver alvo refletivo entre os detalhes 2 e 3 da Figura 7.1-VIII, e o**

alvo próximo à UEP e ao banco pontual). Desta forma, 4 bancos de corais foram validados e que apresentam interferências com este *bundle* (**Figura 7.1-VIII**), sendo um deles pontual (**Figura 7.1-VIII - Detalhe 1**). Os bancos apresentaram matriz formada por fragmentos de corais pétreos formadores, e não foram observadas colônias vivas de corais formadores (**Figura 7.1-IX**).

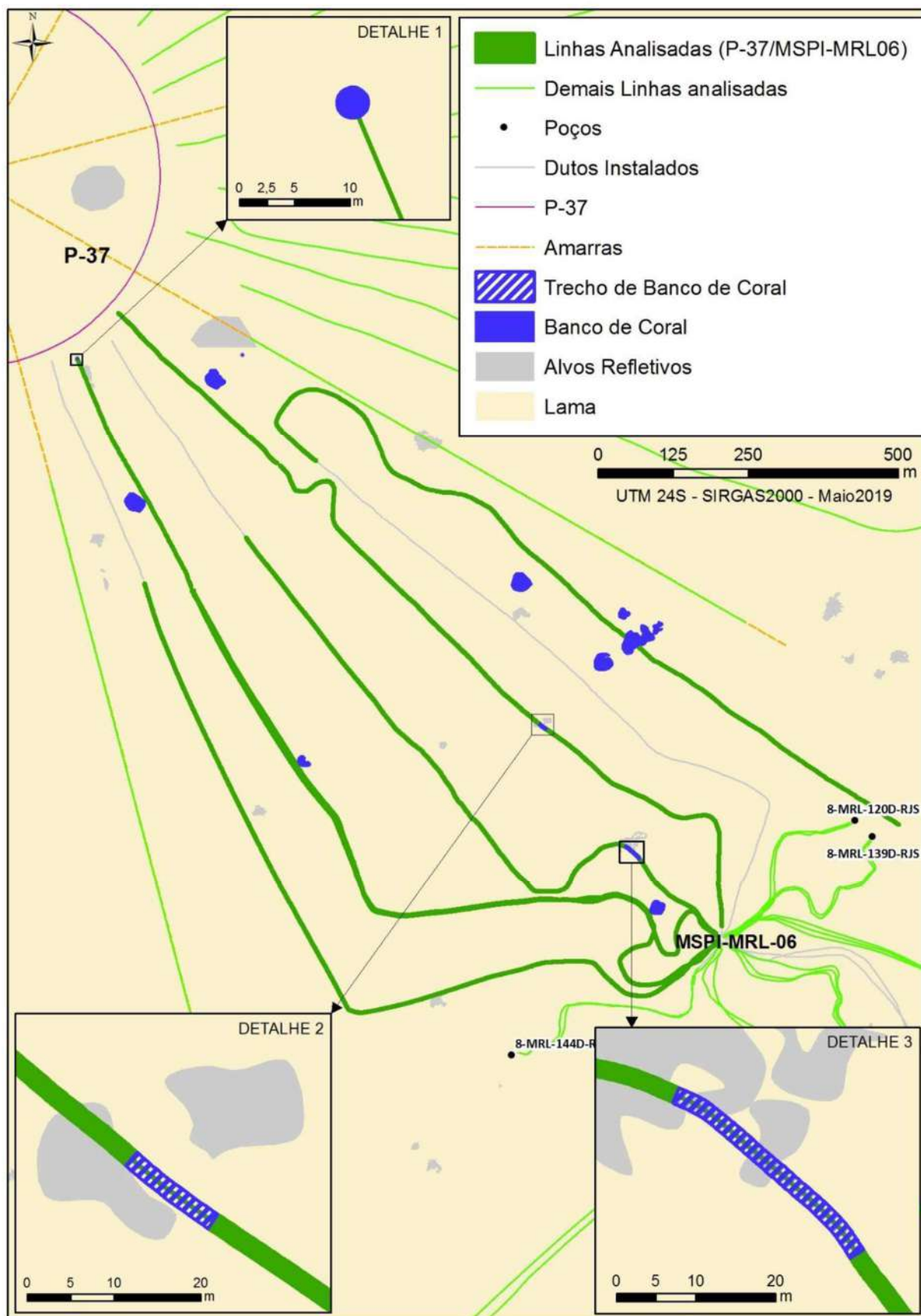


Figura 7.1-VIII – Alvos refletivos validados como bancos de coral no bundle do MSPI-MRL-06 da P-37.

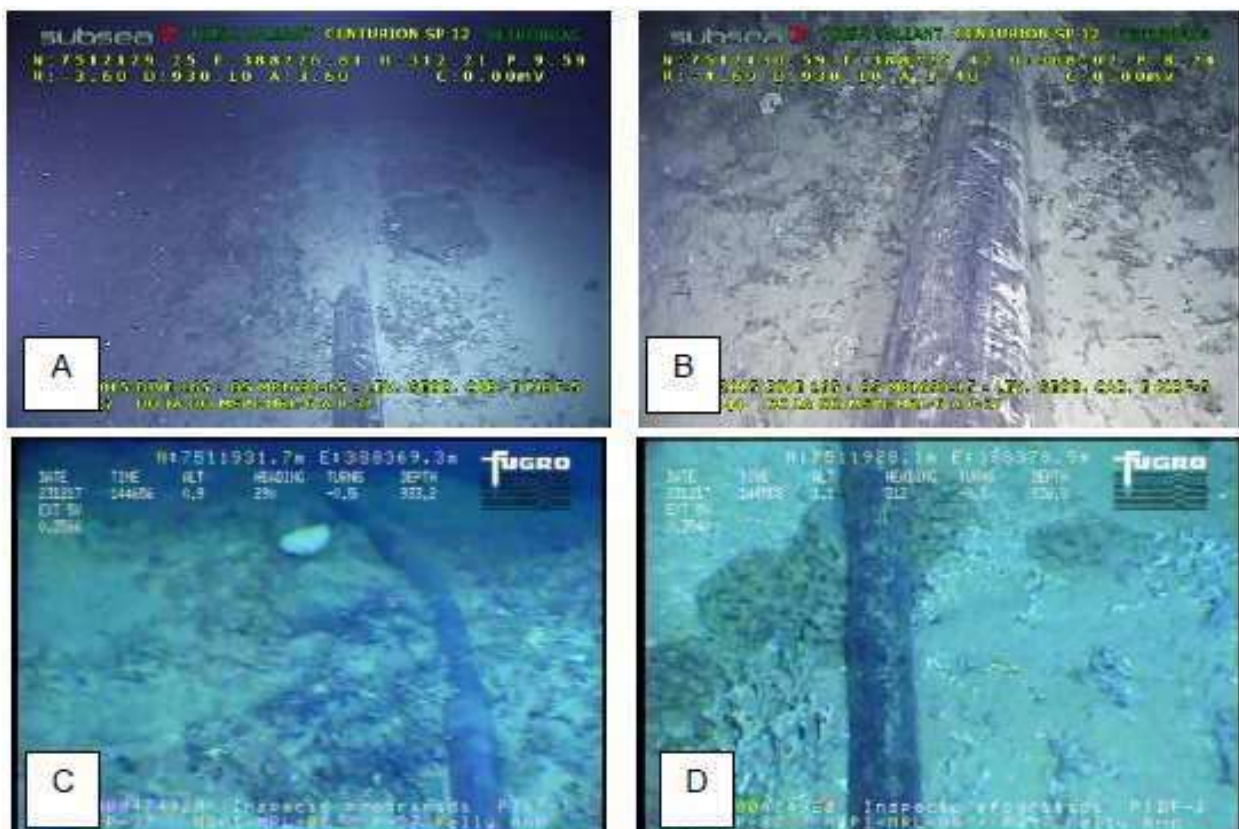


Figura 7.1-IX – (A-D) Bancos de coral observados no bundle do manifold MSPI-MRL-06.

Sistemas de Ancoragem - P-37

Durante a análise de todos os sistemas de ancoragem da P-37 sobrepostos ao levantamento geofísico, foram observados 11 alvos refletivos, sendo que 5 destes foram validados como bancos de coral. No sistema de ancoragem #7 (**Figura 7.1-X - Detalhes 1 e 2**) é possível observar que os alvos identificados apresentam correspondência com as análises de vídeo recuperado, assim como nos alvos sobre o sistema de ancoragem #3 (**detalhe 30**).

Alguns alvos refletivos identificados sob os sistemas de ancoragem #1, #2, #4 e #6, não foram passíveis de validação através de vídeos recuperados. Embora houvesse disponibilidade de vídeos, não estão registradas imagens do fundo marinho nesta região (trecho suspenso dos sistemas). O arranjo dos sistemas de ancoragem evidenciado na **Figura 7.1-X** é apenas esquemático, uma vez que a UEP se movimenta, e com isso há movimentação das amarras. O mapeamento desses elementos, não são realizados como ocorre com as demais linhas (rígidos e flexíveis), pois não são estáticos. Este fato associado à qualidade dos levantamentos geofísicos, possivelmente, fizeram com que

alguns alvos refletivos dos levantamentos geofísicos não apresentassem correspondência com bancos de coral, após as análises de vídeos recuperados. Além disto, o comprimento analisado de amarras considera apenas a extensão da projeção da amarra até o TDP (*Touch Down Point*), até onde é possível visualizar o fundo marinho. Os bancos identificados apresentaram matriz formada por esqueletos de corais formadores de pequeno porte ou por fragmentos de corais pétreos formadores. Não foram observadas colônias vivas de corais formadores (**Figura 7.1-XI**).

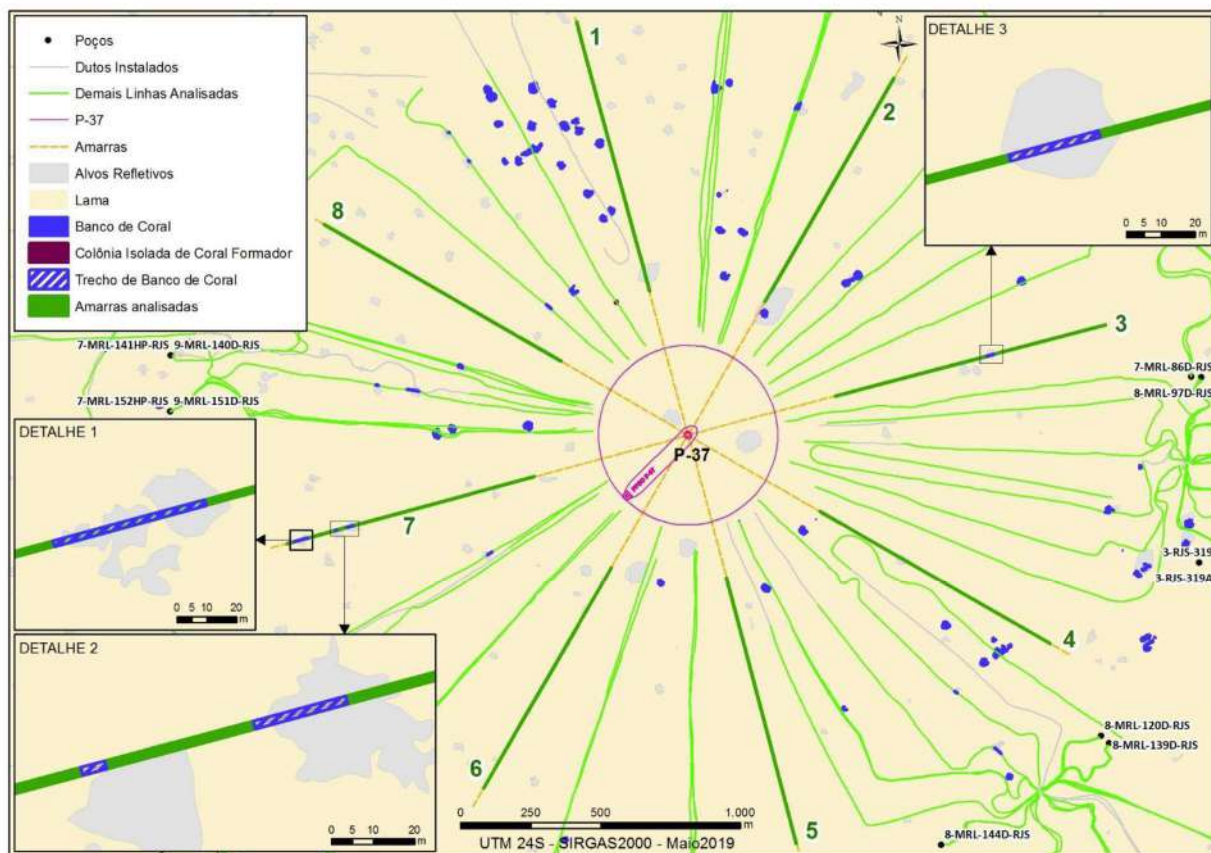


Figura 7.1-X – Alvos refletivos validados como bancos de coral nos sistemas de ancoragem da P-37.

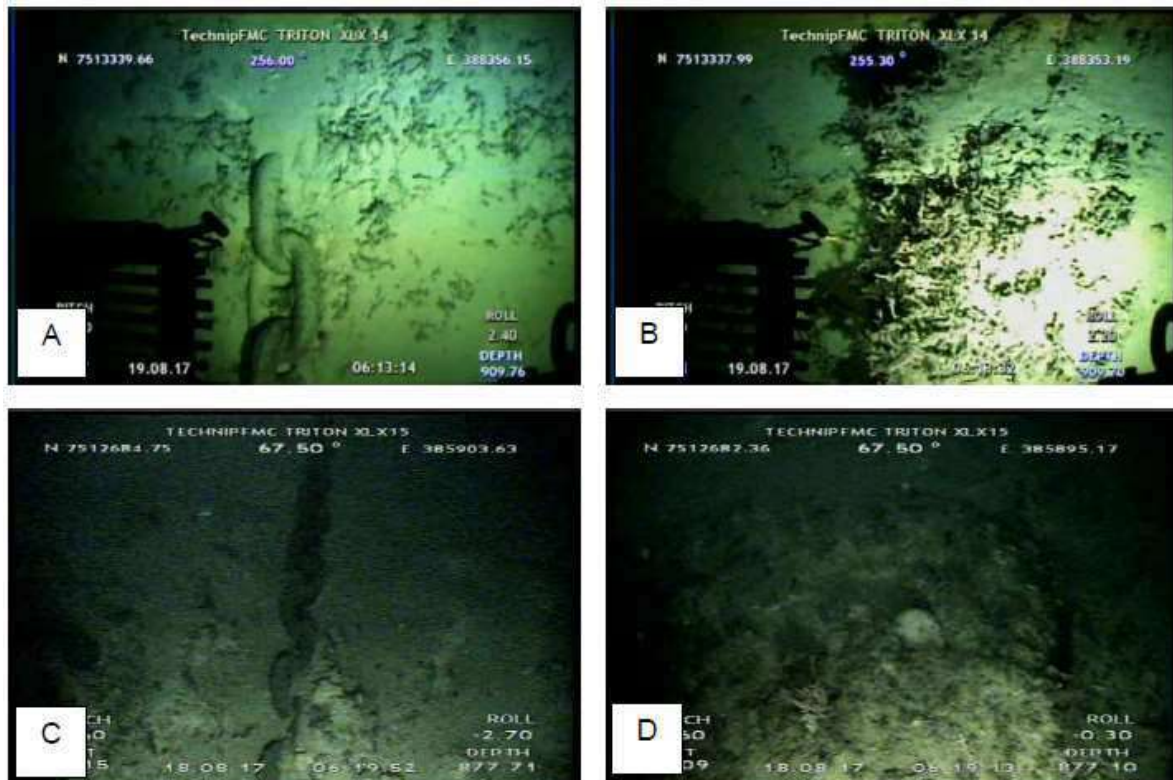


Figura 7.1-XI – (A-D) Bancos de coral observados nos sistemas de ancoragem #3 e #7 da P-37, com ausência de colônias vivas de corais formadores.

Impactos Físicos nas Instalações Submarinas sobre os Bancos de Corais

Durante a análise de impacto físico do arranjo submarino das linhas e das amarras sobre os bancos de coral, foi possível observar, que nenhum banco de coral foi impactado por mais de um *bundle* (**Tabela 7.1-I**).

Foram calculadas as áreas potencialmente e efetivamente impactadas. Em alguns casos, a área potencialmente impactada pode ser maior do que a efetivamente impactada, pois o contorno dos alvos pode incluir áreas que apresentem refletividade, entretanto sem nenhuma feição de superfície, e consequentemente, não havendo contato efetivo com a linha. O contrário também pode ser observado, quando a área efetivamente impactada foi maior do que a potencialmente impactada (ex: Banco de coral 15 da **Tabela 7.1-I**), onde foram identificados em vídeos, fragmentos de coral se estendendo além do banco.

A área potencialmente impactada prevista é de 3.005 m² e estimou-se que a área efetivamente impactada foi de 1.280 m². Os bancos mais impactados na região são respectivamente: Banco de coral_14 (42%), Banco de coral_48 (35%), Banco de

coral_23 (28%) Banco de coral_04 (26%), Banco de coral_20 (22%) e Banco de coral_53 (22%). Sob os *bundles* dos poços 7-MRL-085D, 7-MRL-086, 7-MRL-087D, 7-MRL-103, 7-MRL-104D, 7-MRL-150HP, 8-MRL-096D, 8-MRL-097D, 8-MRL-114D, 8-MRL-175HP, 8-MLS-081HP, 8-MRL-120D, 8-MRL-139D, 8-MRL-144D e MSI-MRL-04, não foram observados alvos refletivos ou bancos de corais, e o fundo marinho visualizado é composto por sedimento.

Tabela 7.1-I - Identificação dos bancos de coral sob linhas do arranjo submarino da P-37, área total do alvo refletivo interpretado pelo método geofísico, área potencialmente impactada (contato previsto entre linhas/alvos utilizando SIG) e área efetivamente impactada (contato confirmado entre linhas/bancos de coral por imageamento com ROV).

Bancos de Corais	Poço/Manifold	Tipologia da Linha	Área Total (m²)	Área Potencialmente Impactada (m²)	Área Potencialmente Impactada (%)	Área Efetivamente Impactada (m²)	Área Efetivamente Impactada (%)	Quadrante (Potencial)	Flow ou Trecho de fundo do riser
Banco de Coral 1	3-RJS-488	IA	724	64,1	8,9	14,1	1,9	Q2	Flow
Banco de Coral 2		IA	547	52,6	9,6	52,6	9,6	Q2	Riser
Banco de Coral 3		IA	1105	38,1	3,4	43,3	3,9	Q1	Flow
Banco de Coral 4		UEH	63	16,4	26,0	16,4	26,0	Q4	Riser
Banco de Coral 5		IA	45860	458,9	1,0	409,6	0,9	Q1	Flow
Banco de Coral 6		UEH	1388	44,2	3,2	44,2	3,2	Q1	Flow
Banco de Coral 7		IA	491	20,9	4,3	17,5	3,6	Q1	Flow
Banco de Coral 8		UEH	711	61,4	8,6	61,4	8,6	Q2	Flow
Banco de Coral 9	7-MRL-152HP	UEH, GL	889	122,9	13,8	122,9	13,8	Q2	Flow
Banco de Coral 10		PO	635	47,1	7,4	47,1	7,4	Q1	Flow
Banco de Coral 11	7-MRL-154HP	PO, GL, UEH	1643	157,3	9,6	156,4	9,5	Q2	Flow
Banco de Coral 12	7-MRL-147HP	PO	27,1	-	-	27,1	100,0	NA	Flow
Banco de Coral 13		PO, GL, UEH	964	50,9	5,3	102,4	10,6	Q1	Flow
Banco de Coral 14		PO, GL, UEH	109	45,7	41,9	46,2	42,4	Q4	Flow
Banco de Coral 15		UEH	3	1,2	40,0	7,2	240	Q4	Flow
Banco de Coral 16	7-MRL-138HP	PO, GL, UEH	3847	401,2	10,4	74,9	1,9	Q2	Flow
Banco de Coral 17	8-MLS-051HP	GL,UEH+IQ, PO	1113	95,3	8,6	89,6	8,1	Q2	Flow
Banco de Coral 18	7-MRL-101D	GL	8,9	-	-	8,9	100	NA	Flow
Banco de Coral 19		GL, UEH	634	59,7	9,4	82	12,9	Q2	Flow
Banco de Coral 20	7-MRL-213H-RJS	GL, UEH	72	16	22,2	16	22,2	Q4	Flow
Banco de Coral 21		PO	564	46,7	8,3	42	7,4	Q2	Flow
Banco de Coral 22	8-MRL-105D	IA, UEH	359	71,2	19,8	99,9	27,8	Q2	Flow
Banco de Coral 23	8-MRL-132	UEH	386	83,1	21,5	26	6,7	Q2	Flow
Banco de Coral 24	8-MLS-049	UEH	6,6	-	-	6,6	100	NA	Flow
Banco de Coral 25		UEH	3,1	-	-	3,1	100	NA	Flow
Banco de Coral 26		UEH	532	19,8	3,7	5,5	1	Q1	Flow
Banco de Coral 27		IA, UEH	464	114	24,6	98,2	21,2	Q2	Flow
Banco de Coral 28		IA	1114	42,2	3,8	32,2	2,9	Q1	Flow

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 (Potencial)	Flow ou Trecho de fundo do riser
Banco de Coral 29	8-MRL-165HP	IA, UEH	358	32,6	9,1	47,7	13,3	Q2	Flow
Banco de Coral 30		IA, UEH	320	41,6	13,0	61	19,1	Q2	Flow
Banco de Coral 31		UEH	421	5,5	1,3	20,8	4,9	Q1	Flow
Banco de Coral 32 ⁸	8-MRL-211D-RJS	UEH	2	-	-	2	100,0	NA	Flow
Banco de Coral 33		UEH	778	58,1	7,5	67,6	8,7	Q1	Flow
Banco de Coral 34		IA, UEH	335	26,6	7,9	11,3	3,4	Q1	Flow
Banco de Coral 35	7-MRL-141HP-RJS	GL, UEH	873	101,9	11,7	86,4	9,9	Q2	Flow
Banco de Coral 36		GL	680	32,4	4,8	18,9	2,8	Q1	Flow
Banco de Coral 37		GL	675	54,1	8,0	63,9	9,5	Q2	Flow
Banco de Coral 38	MSP-MRL-05	UH+IQ	34	-	-	34	100,0	NA	Flow
Banco de Coral 39	MSPI-MRL-06	IPU	66	11,1	16,8	11,1	16,8	Q4	Riser
Banco de Coral 40		IA	128	14,8	11,6	23,7	18,5	Q4	Flow
Banco de Coral 41		IA	767	51,2	6,7	51,2	6,7	Q1	Flow
Banco de Coral 42		TGL	711	36,8	5,2	60,9	8,6	Q1	Flow
Banco de Coral 43 ⁹	-	-	7	7	100,0	7	100,0	Q4	Riser
Banco de Coral 44	SDV-P-40 (linha abandonada)	UEH	561	5,7	1,0	5,7	1,0	Q1	Flow
Banco de Coral 45		UEH	1134	64,1	5,7	64,1	5,7	Q1	Flow
Banco de Coral 46	SSAO	UEH	418	31,2	7,5	44,7	10,7	Q1	Flow
Banco de Coral 47		UEH	384	23,4	6,1	22,6	5,9	Q1	Flow
Banco de Coral 48		UEH	131	16,4	12,5	46,4	35,4	Q4	Riser
Banco de Coral 49		UEH	411	26,2	6,4	12,2	3,0	Q1	Flow
Banco de Coral 50	AMARRAS_P37	Amarra 7	12			12	100,0	NA	NA
Banco de Coral 51		Amarra 3	820	68,1	8,3	54	6,6	Q2	NA
Banco de Coral 52		Amarra 7	406	44,4	10,9	33,4	8,2	Q2	NA
Banco de Coral 53		Amarra 7	328	59,1	18,0	72,6	22,1	Q2	NA
Banco de Coral 54		Amarra 7	818	61,9	7,6	46	5,6	Q1	NA

⁸ Banco de Coral 32: Foi reclassificado - Não é Banco de Coral

⁹ Banco de Coral 43: Banco de coral não encontrado. Suspeita de duplicação do Banco de Coral 39.

Os bancos de corais encontrados apresentaram matriz composta por esqueleto e/ou fragmentos de corais formadores de pequeno porte. Colônias vivas de corais formadores foram observadas em alguns bancos de corais dos *bundles*: 3-RJS-488, 7-MRL-152HP, 7-MRL-154HP, 8-MLS-051HP, 8-MLS-049, 8-MRL-211D-RJS e MSPMRL-05 sendo esta informação pertinente, pois indica o potencial de crescimento e recuperação dos bancos. Entretanto, vale ressaltar que a ausência de registro de colônias vivas de corais formadores está relacionada ao vídeo recuperado, o qual limita-se a inspeção das linhas, não sendo possível avaliar todo 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-37. Foi possível observar, que nenhum banco de coral foi impactado por mais de um *bundle*.

Avaliação de Presença de Coral-Sol

A plataforma FPSO P-37 encontra-se instalada em LDA de 905 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-37 (**Figura 7.1-XII**), 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).

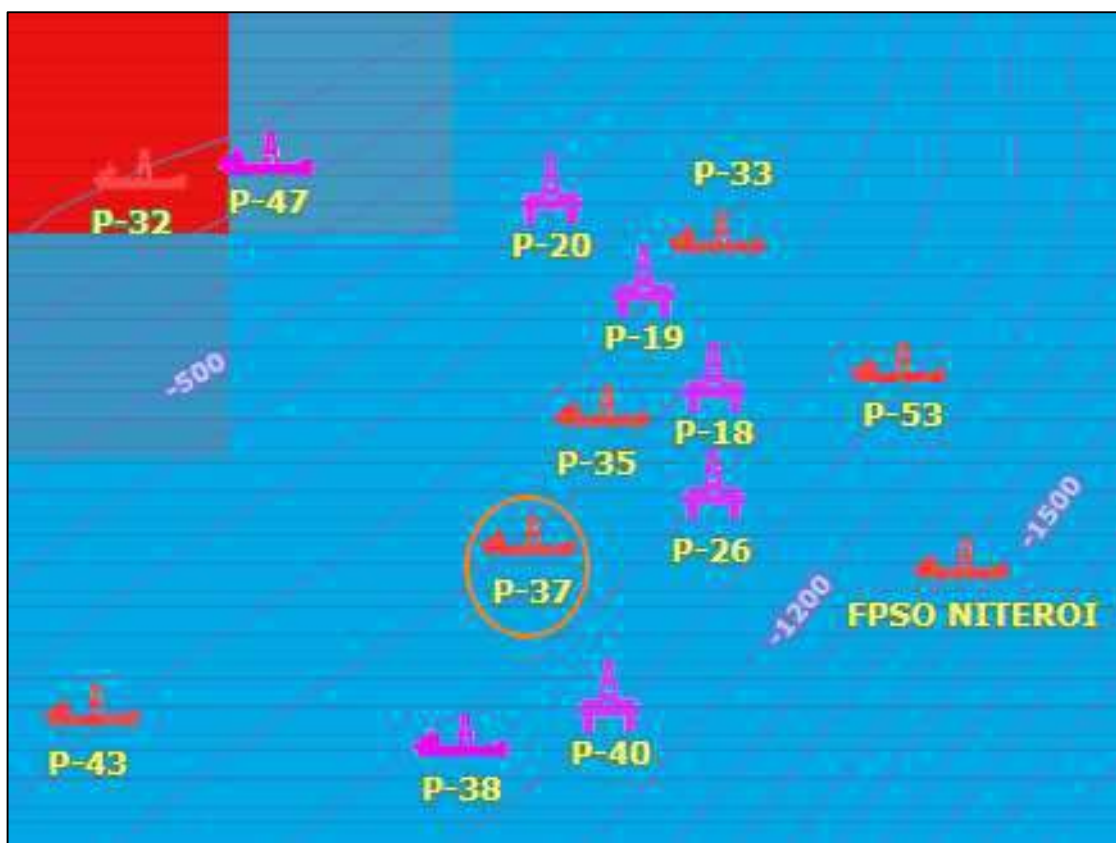


Figura 7.1-XII: Recorte do mapa de “zonas de temperatura abaixo de 12°C segundo a probabilidade anual” (Anexo 17). A P-37(circutada) encontra-se na “zona favorável” à não-sobrevivência do coral-sol, em azul, apresentando temperatura abaixo de 12°C ao longo de todo o ano.

Inspeções foram realizadas nos *risers* entre dezembro/2012 e maio/2018, e entre maio e novembro/2015 para as análises dos sistemas de ancoragem, vistoria de estruturas ao longo do casco e áreas nicho. 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 *risers* dessa plataforma foi de 94 metros (no umbilical elétrico hidráulico P-37/MSI-MRL-04) 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-37 (**Figuras 7.1-XIII e 7.1-XIV**).

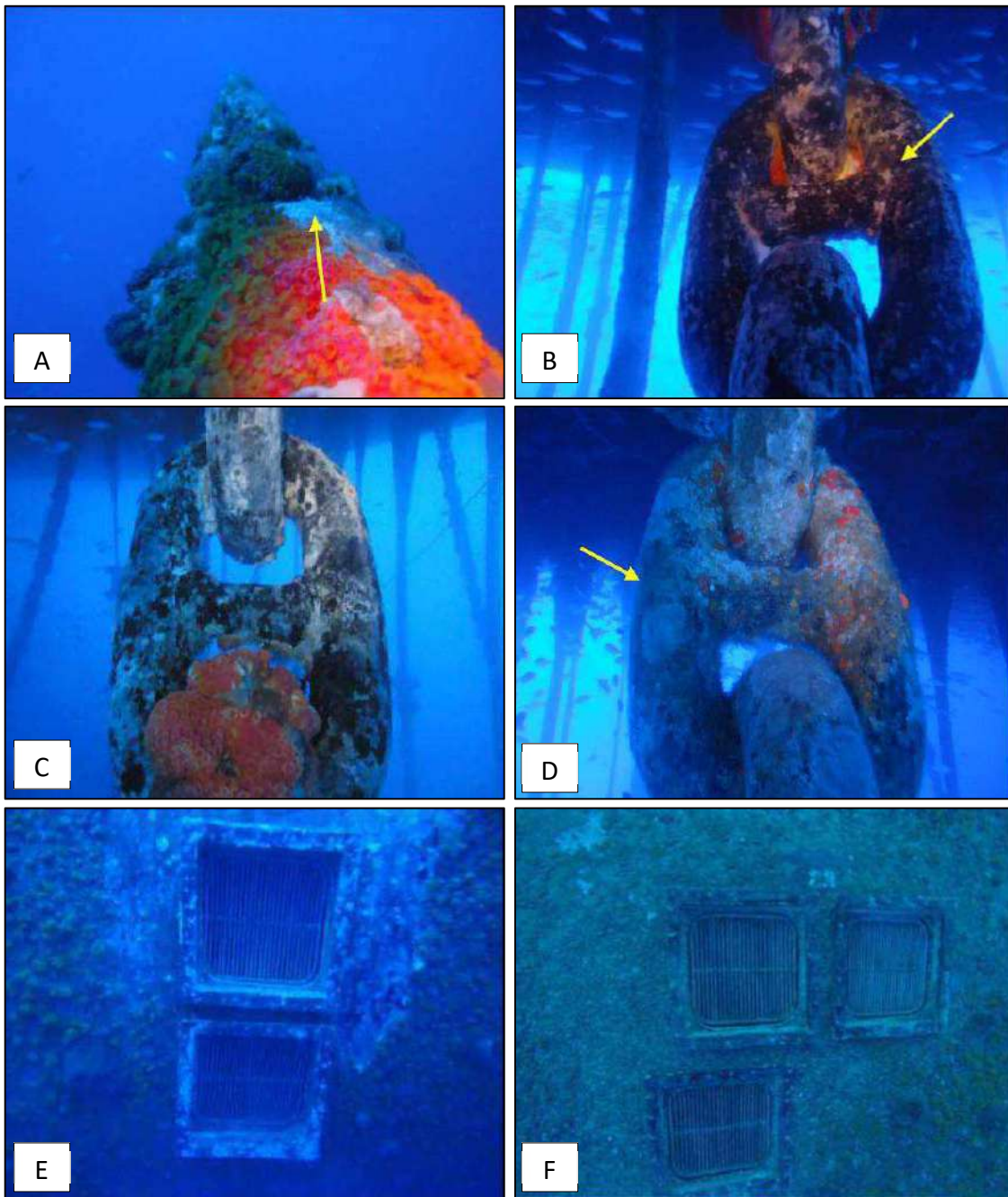


Figura 7.1-XIII - Imagens das inspeções de avaliação de ocorrência de coral-sol na P-37: **A)** Colônias de coral-sol sobre Amarra 01; **B)** Colônias de coral-sol sobre Amarra 05; **C)** Colônias de coral-sol sobre Amarra 06; **D)** Colônias de coral-sol sobre Amarra 08; **E)** Colônias de coral-sol sobre Caixa de mar 20; **F)** Colônias de coral-sol sobre Caixa de mar 22.

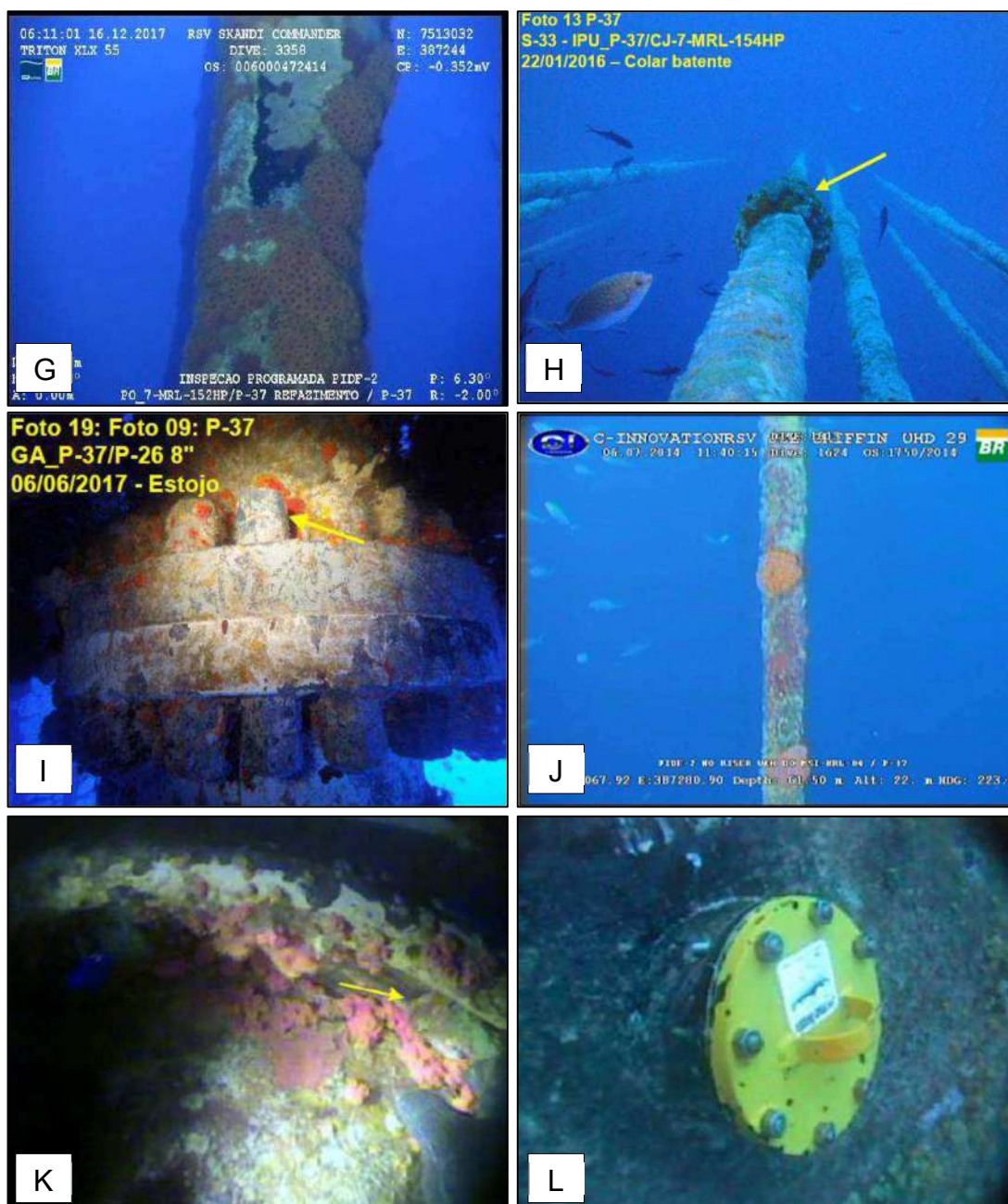


Figura 7.1-XIV - Imagens das inspeções de avaliação de ocorrência de coral-sol na P-37: **G)** Colônias de coral-sol sobre PO_7-MRL-152HP/P-37; **H)** Colônias de coral-sol sobre IPU_P-37/CJ-4_P-37(7-MRL-154HP); **I)** Colônias de coral-sol sobre GA_P-37/P-26 8" (LADO P-37); **J)** Colônias de coral-sol sobre UEH_P-37/MSI-MRL-04; **K)** Colônias de coral-sol sobre Boca de sino turret; **L)** Colônias de coral-sol sobre Overboard 5 Popa/BE

7.1.1 Análise de Riscos e Avaliação de Impactos Ambientais

Considerando as destinações finais propostas para o sistema submarino, sucatas, pesos mortos, *skid* de anodos, sistema de ancoragem e plataforma que fazem parte do escopo do Projeto de Descomissionamento da P-37 (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 item tem como finalidade apresentar o cenário socioeconômico da região da Bacia de Campos, visando subsidiar a identificação e análise de impactos socioambientais associados ao Projeto de Descomissionamento da P-37. 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-37 é uma unidade marítima produtora instalada em uma lâmina d'água de aproximadamente 905 m (LDA) e localizada a aproximadamente 106 km da costa do Estado do Rio de Janeiro. Com operação iniciada em 1998, a P-37 é um FPSO e tem como finalidade a produção, armazenagem e transferência de óleo e gás. O encerramento de sua atividade (parada de produção) ocorreu em julho de 2019.
- Para esta análise considerou-se que a plataforma será alienada na locação e enviada para o exterior, conforme considerado no Capítulo 8.4.
- Como infraestrutura de apoio para as atividades de descomissionamento, estão previstas as seguintes bases de apoio portuário e aeroportuário:
 - Base de Niterói - BANIT (Niterói/RJ);
 - Base de Vitória - BAVIT (Vitória/ES);
 - Porto do Açu (São João da Barra/RJ);
 - Porto de Imbetiba (Macaé/RJ);
 - Aeroporto de Macaé;
 - Heliporto Farol de São Tomé.

- Considerando as bases de apoio portuário supracitadas, não estão previstas alterações nas rotas já utilizadas nas rotinas operacionais da PETROBRAS.
- As embarcações de apoio a serem utilizadas fazem parte do pool da PETROBRAS e já são utilizadas na rotina das atividades de descomissionamento, não sendo prevista a contratação de embarcações extras;
- Dentre os resíduos a serem gerados pelo processo de descomissionamento da P-37, destacam-se: (i) tambores com borra comum, (ii) resíduos de bioincrustação oriundos das operações de desancoragem e (iii) resíduos metálicos/poliméricos. Tais resíduos serão encaminhados para coprocessamento em empresas licenciadas ou alienados (passíveis de reciclagem).

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

Para as atividades de descomissionamento da P-37 descritas neste PDI, embarcações de apoio serão utilizadas para as atividades de descomissionamento que serão realizadas no período de 2025 a 2030, com isso não se prevê um aumento significativo do tráfego marítimo na região. Tais embarcações têm um POB (*People On Board*) médio de 50 pessoas, ficando a critério da empresa contratada o emprego de mão de obra nacional ou internacional. Nesse sentido, pode-se associar ao descomissionamento em questão a manutenção de empregos diretos. O dimensionamento do impacto referente a empregos indiretos dependerá da necessidade ou não de hospedagem, transporte e alimentação dos trabalhadores, podendo gerar incremento ou manutenção de atividades econômicas ligadas ao setor de serviços em nível regional na Bacia de Campos.

Considerando as bases de apoio portuário indicadas, observa-se que as rotas das embarcações de apoio nas atividades de descomissionamento serão as já utilizadas nas rotinas operacionais da PETROBRAS. Para avaliação da pressão na infraestrutura portuária, há que se considerar que os procedimentos para envolverão o *pull out*, recolhimento dos *risers* e das linhas flexíveis que apresentarem cruzamento com linhas da REVIT ocorrerão em 2022/2023. As demais linhas remanescentes serão recolhidas em até 2030. Desancoragem e recolhimento das amarras de topo e cabos de aço, bem como a saída da unidade da locação, ocorrerão ao longo do ano de 2023.

Como a maior parte do material oriundo (ex.: metais e polímeros) dessas atividades de descomissionamento da P-37 é passível de reciclagem, não há previsão de pressão sobre as infraestruturas de tratamento e disposição final de resíduos.

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

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

Destaca-se que as frotas artesanais com incidência de pesca artesanal na região da Bacia de Campos, no Norte Fluminense, até a LDA de 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 Exploração & Produção, estas impulsionam setores da economia através da intensificação da demanda de bens e serviços relacionados ao setor de petróleo e gás, induzindo o setor terciário pela atração de investimentos e pela geração de renda.

Destacam-se, ainda, (i) a geração de royalties do petróleo, criados com o objetivo de caracterizar-se como compensação financeira mensal paga ao Estado pelas empresas que exploram e produzem petróleo (recurso natural não renovável), com vistas a garantir os benefícios de hoje às gerações futuras através do investimento em infraestrutura e serviços públicos, e (ii) as participações especiais, criadas pela Lei do Petróleo - Lei nº 9.478/97, que funcionam como uma espécie de imposto que incide sobre os lucros extraordinários, contabilizados pelos campos petrolíferos de elevada produção e/ou de elevada rentabilidade.

No Estado do Rio de Janeiro, todos os 92 municípios recebem royalties (em dezembro de 2020 eram todos menos 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 – PEA Territórios do Petróleo (desenvolvido pela PETROBRAS no âmbito do licenciamento ambiental da UN-BC), os municípios da Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro, mantinham alto nível de dependência financeira em relação às rendas petrolíferas. Tal condição influenciou significativamente os orçamentos dos últimos anos, os quais foram

impactados pela diminuição da participação desse recurso na composição de suas receitas, ocasionada pela menor produção dos campos maduros e/ou encerramento da produção de alguns empreendimentos. (**Figura 7.2.1-I**).



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

Os municípios confrontantes e recebedores de royalties provenientes da exploração do Campo de Marlim (**Figura 7.2.1-II**), onde a P-37 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: Janeiro de 2022				
MÊS DE PRODUÇÃO: Novembro de 2021				
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	50,0000
MARLIM	48000.003723/97-10-MRL	MACAE-RJ	RJ	20,4045
MARLIM	48000.003723/97-10-MRL	RIO DAS OSTRAS-RJ	RJ	29,5955

Figura 7.2.1-II - Municípios confrontantes aos poços de produção do campo de Marlim e seus percentuais médios de confrontação. Extraído do site da ANP <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/royalties>> em 10 de fevereiro de 2022.

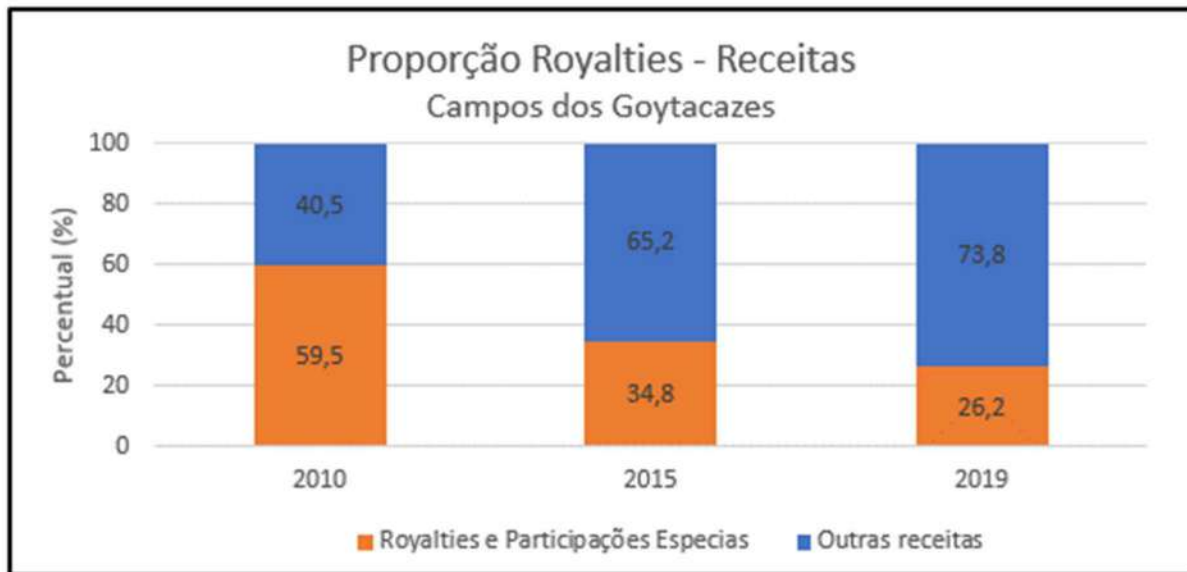


Figura 7.2.1-III - Proporção dos royalties e demais receitas no orçamento do município de Campos dos Goytacazes nos anos de 2010, 2015 e 2019. No período analisado observa-se uma queda significativa da participação dos royalties na receita do município. Dados da ANP, analisados e consolidados pelo PEA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

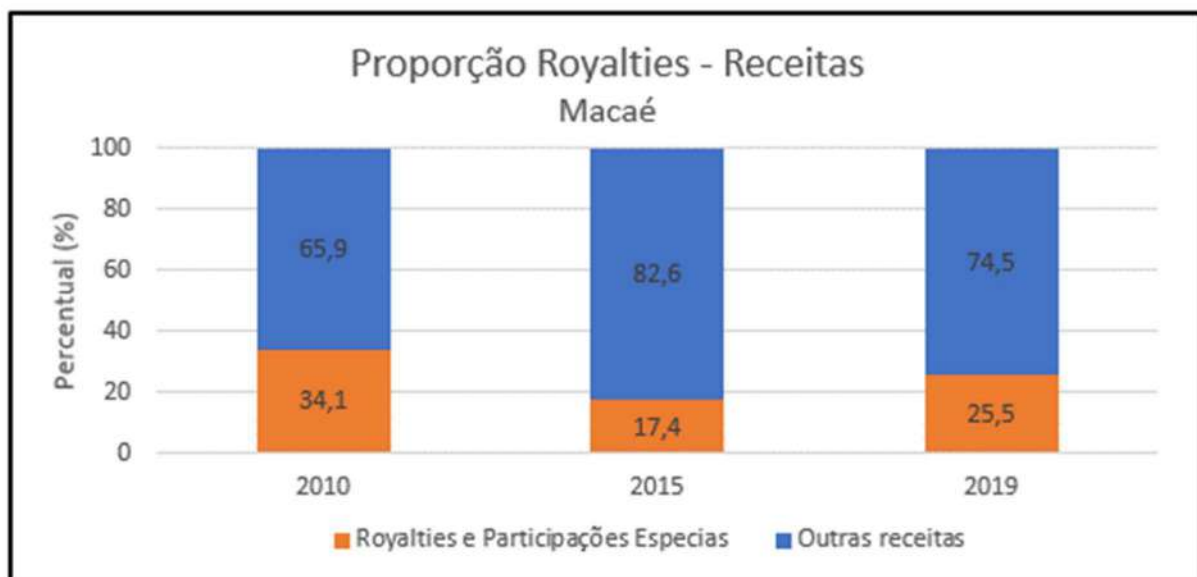


Figura 7.2.1-IV - Proporção dos royalties e demais receitas no orçamento do município de Macaé nos anos de 2010, 2015 e 2019. No período analisado observa-se uma queda da participação dos royalties na receita do município entre 2010 e 2015, e uma recuperação dessa participação entre 2015 e 2019. Dados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



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

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

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

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

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

Considerando o escopo do projeto da P-37, 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 especial aqueles que tem interface com a REVIT, em um intervalo pré-estabelecido pela equipe de projeto, respeitando os cronogramas e características de cada unidade. Tal cenário indica que o fator cumulatividade tende a ser temporário, porém deve ser observado de forma a não sobrecarregar a infraestrutura demandada e minimizar os impactos sobre os fatores sociais e econômicos identificados. O **Anexo 18** apresenta a análise dos fatores em destaque ao longo desse capítulo e a avaliação de impactos relacionados à atividade pesqueira.

7.2.2. Aspectos de Responsabilidade Social

Complementarmente às informações sobre o cenário socioeconômico da região da Bacia de Campos apresentadas no **Capítulo 7.2.1**, foi elaborado o **Anexo 19** – Relatório de Responsabilidade Social. O documento descreve o Sistema de Gestão de Responsabilidade Social na PETROBRAS. 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 P-37. 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 a vida humana, ao meio ambiente e aos demais usuários, aderente às melhores práticas da indústria nas áreas de responsabilidade social e sustentabilidade.

7.2.3 Avaliação de Impactos Socioeconômicos

Tendo em vista o longo período de operação da P-37 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-37.

7.3. Inter-Relação com Projetos Continuados

O Projeto de Descomissionamento da P-37 manterá inter-relação direta com os seguintes projetos:

- **Projeto de Controle da Poluição (PCP):** está diretamente relacionado ao Projeto de Descomissionamento da P-37 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-37 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.

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-37 que fazem parte do escopo deste PDI Executivo (plataforma, sistema de ancoragem, equipamentos submarinos, *risers*, *flowlines* e seus acessórios), a Petrobras solicita autorização ao IBAMA, ANP e Marinha do Brasil para execução do projeto conforme proposta descrita nesse documento, com destaque para as seguintes fases/atividades:

- Limpeza das linhas e equipamentos submarinos conectados à P-37, 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*), *Manifolds* e SSAO (Separador Submarino Água-Óleo) 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* dos 37 *risers*, com recolhimento imediato;
- 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 amarras de fundo e das âncoras de arraste das oito linhas de ancoragem;
- Recolhimento das *flowlines* em duas etapas (linhas com/sem impacto no projeto de Revit) e caixas de junção;
- Remoção parcial dos *Manifolds* e do SSAO (Remoção de todos os SCMs, do módulo de medição multifásica do MSPI-MRL-6 e das fontes radioativas do SSAO);
- Permanência definitiva no leito marinho dos dutos rígidos, anodos a eles associados e PLETs;
- Remoção de sucatas, pesos mortos e *skid* de anodos;
- Deslocamento da P-37 diretamente da locação atual para águas internacionais (caso base de destinação da plataforma).

Ressaltamos que os Pareceres Técnicos nº 507/2021-COPROD/CGMAC/DILIC (recebido em 14/12/2021), nº 272/2022-COPROD/CGMAC/DILIC (recebido em 22/06/2022) e nº 306/2022-COPROD/CGMAC/DILIC (recebido em 07/07/2022), aprovaram o recolhimento das seguintes linhas da P-37:

- GL_MSP-MRL-05/7-MRL-150HP;
- PO_7-MRL-150HP/MSP-MRL-05;
- UEH_MSP-MRL-05/7-MRL-150HP;
- UEH_MSPI-MRL-06/8-MLS-081HP;
- IA_MSI-MRL-04/8-MRL-096D;
- UEH_MSI-MRL-04/8-MRL-096D;
- GL_CJ-3_P-37/7-MLS-037HP;
- PO_7-MLS-037HP/P-37;
- UEH_CJ-3_P-37/7-MLS-037HP;
- GL_MSP-MRL-05/7-MRL-138HP;
- PO_7-MRL-138HP/MSP-MRL-05;
- UEH_MSP-MRL-05/7-MRL-138HP;
- GL_MSPI-MRL-06/7-MLS-051HP;
- PO_7-MLS-051HP/MSPI-MRL-06;
- UEH+IQ_MSPI-MRL-06/7-MLS-051HP;
- IA_MSPI-MRL-06/8-MLS-081HP.

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-37 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-37.

	Metas	Indicadores
1	Realizar limpeza das linhas e equipamentos submarinos conectados à P-37, 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 37 <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 SCMs, remoção do módulo de medição multifásica do MSPI-MRL-6 e remoção das fontes radioativas do SSAO).	Percentual dos SCMs, do módulo de medição multifásica do MSPI-MRL-6 e das fontes radioativas do SSAO.
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 a remoção das Remoção das Sucatas, Pesos Mortos e <i>Skid</i> de Anodos.	Percentual de Sucatas, Pesos Mortos e <i>Skid</i> de Anodos.

A Petrobras enviará relatórios periódicos de progressão do Projeto de Descomissionamento da P-37 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-37, segundo diretrizes e propostas apresentadas nesse documento, é da Petrobras – Unidade de Negócio de Exploração e Produção da Bacia de Campos (UN-BC).

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

Telefone: (22) 3377-4134

Capítulo 10:

Responsáveis Técnicos



Capítulo 10. Responsáveis Técnicos

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

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

Profissional	Emanuela da Silva Santos
Área Profissional	Engenheira Mecânica
Registro no Conselho de Classe	CREA 2015112514
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	8152502
Função	Gerente Setorial
Disciplina	Operação
Assinatura	

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

Profissional	Lucia 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	

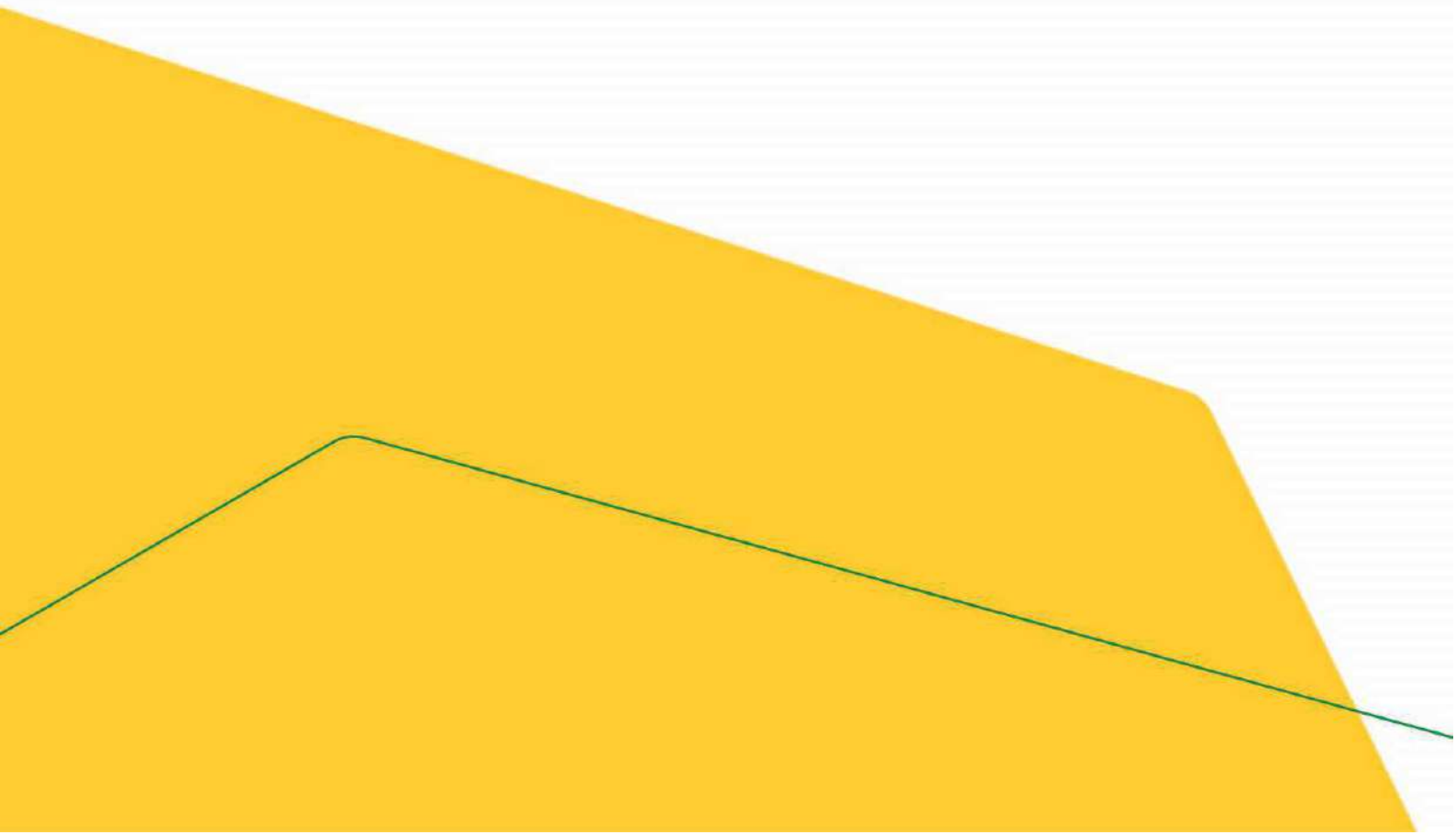
Profissional	Viviane Marinho Guimarães de Moraes
Área Profissional	Bióloga
Registro no Conselho de Classe	CRBio 24645/02
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	271229
Disciplina	Socioeconomia
Assinatura	

Profissional	Gislaine Garbelini
Área Profissional	Comunicação
Registro no Conselho de Classe	CONRERP 2ª Região - 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.

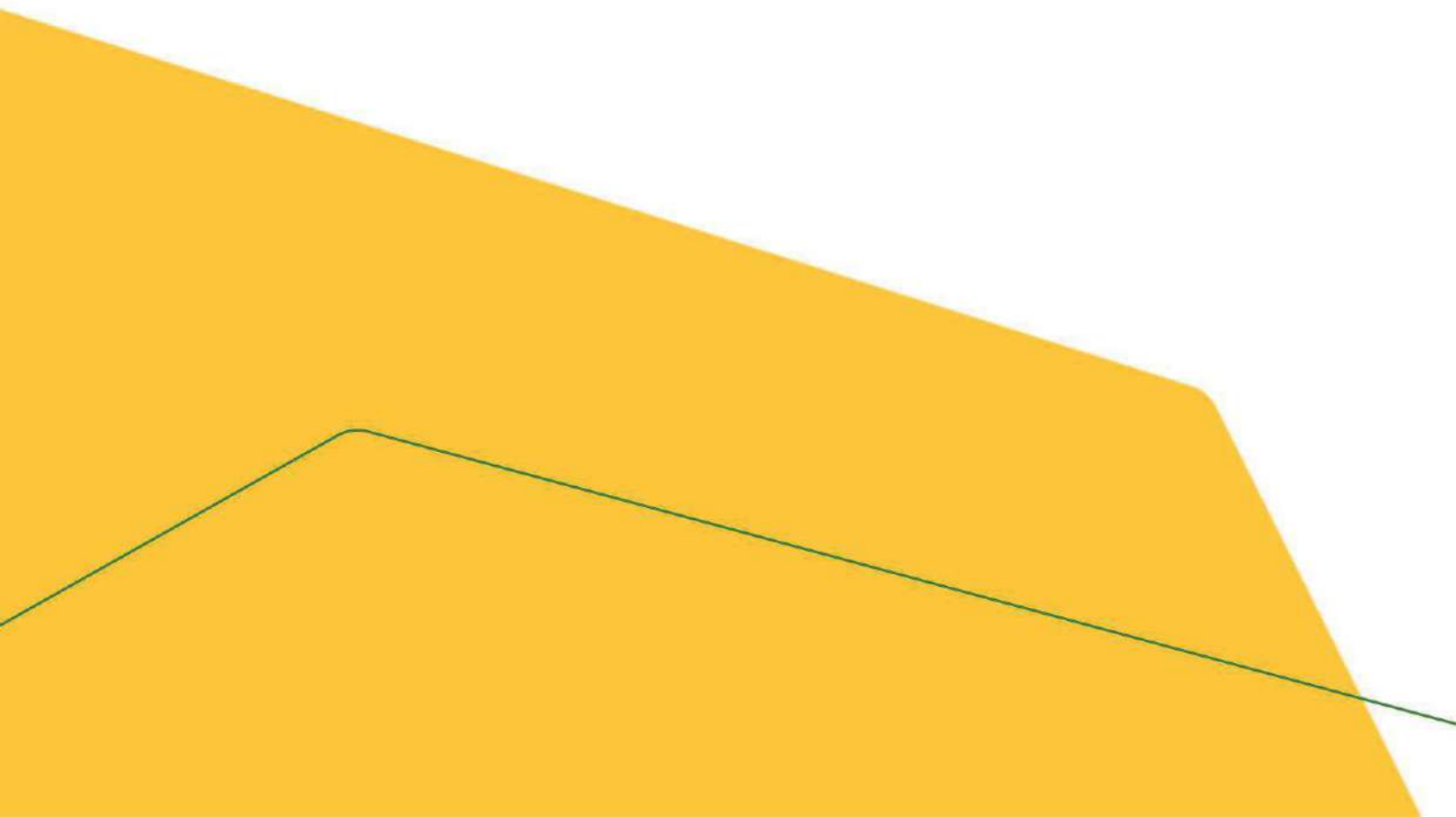
SILVEIRA, Ilson Carlos de Almeida et al. **Physical oceanography of Campos Basin continental slope and ocean region**. In: Meteorology and Oceanography, Campus, 2017, Pages 135-189.

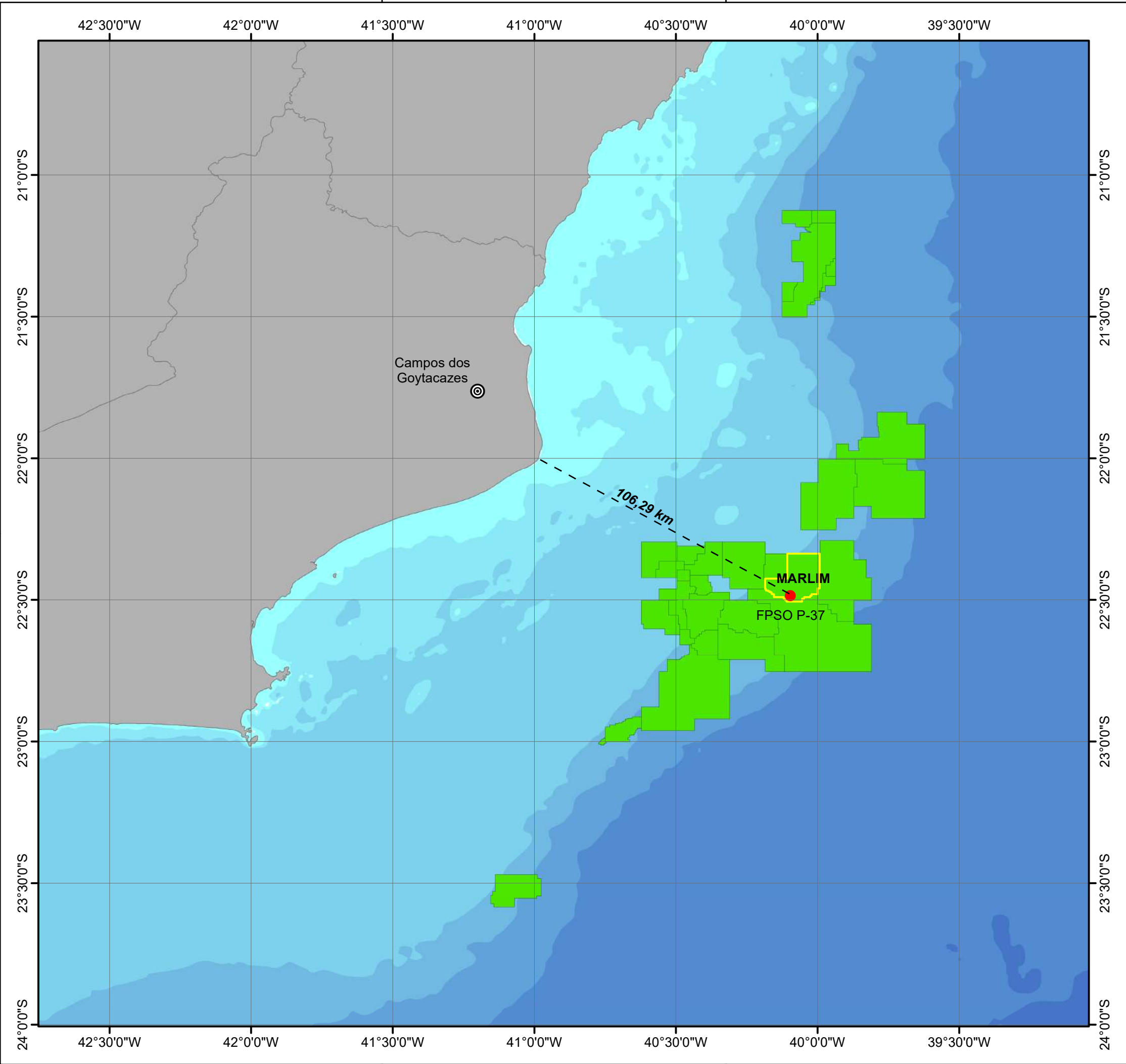
VALENTIN, Jean Louis; COUTINHO, Ricardo. **Modelling maximum chlorophyll in the Cabo Frio (Brazil) upwelling: a preliminary approach**. Ecological Modelling, v. 52, p. 103-113, 1990.



Anexo 1

Mapa de Localização da P-37 na Bacia de Campos





Legenda

FPSO P-37

Campo de Produção Marlim

Limite Estadual

Campos de Produção

Profundidade

0 a -20m	-700 a -800m	-1700 a -1800m
-20 a -50m	-800 a -900m	-1800 a -1900m
-50 a -75m	-900 a -1000m	-1900 a -2000m
-75 a -100m	-1000 a -1100m	-2000 a -2250m
-100 a -200m	-1100 a -1200m	-2250 a -2500m
-200 a -300m	-1200 a -1300m	-2500 a -2750m
-300 a -400m	-1300 a -1400m	-2750 a -3000m
-400 a -500m	-1400 a -1500m	-3000 a -3250m
-500 a -600m	-1500 a -1600m	-3250 a -3500m
-600 a -700m	-1600 a -1700m	-3500 a -3750m

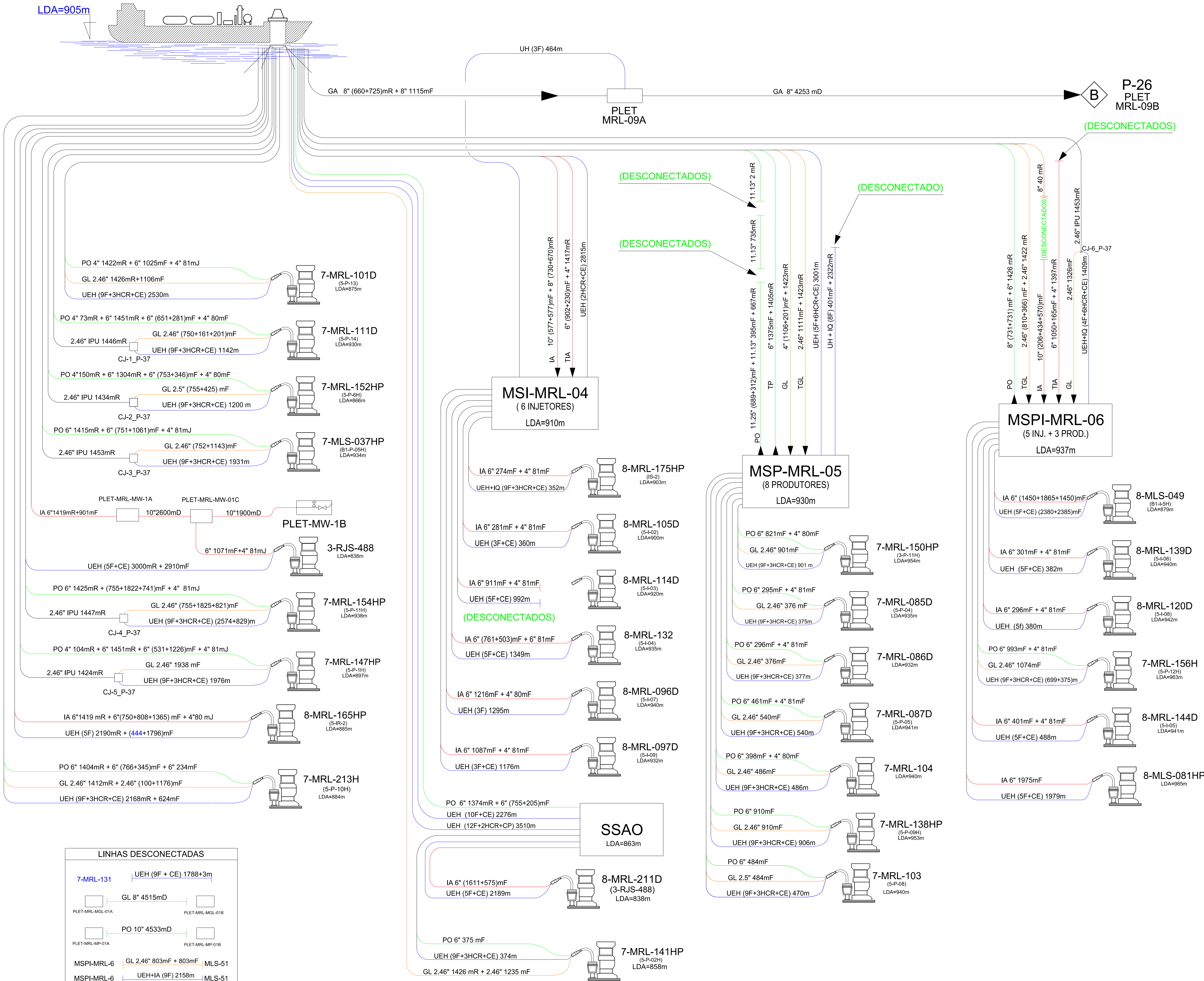
0	Emissão original	16/12/2021	DHR2	XM73	MJFF
REV.	DESCRIÇÃO	DATA	EXEC.	VERIF.	APRO.
As informações deste documento são propriedade da PETROBRAS, sendo proibida a utilização fora de sua finalidade.					
			SUB/SSUB/GDSO/STGO		
Cliente:		SUB/IPSUB-BC-ES-NNE/PDES/PDES-II			
Programa:		PDI do FPSO P-37			
Área:		Bacia de Campos			
Título:		Distância do FPSO P-37 até a linha de costa do Estado do Rio de Janeiro			
Proj.	Exec. DHR2		Verif. XM73		
Aprov. MJFF					
Data: 16/12/2021	Esc. 1:1.500.000		Folha 01/01		
Projeção: GEOGRÁFICA		Datum: SIRGAS 2000			
N°					

Anexo 2

Diagrama Unifilar da Plataforma P-37



FPSO P-37



DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

1- DE-3912.00-1500-942-PMU-102_R0 - AS de reterminação do riser de PO do Poço 7-MLS-037HP.
2- DE-3534.00-1500-942-PMU-247_RC - Projeto BC-2077.
3- DE-3534.00-1500-942-TNA-225_R0 - AS de reterminação do gasoduto da P-37 à P-26 (lado P-37).
4- DE-3534.00-1500-942-TNA-297_R0- AS de reterminação do RISER ISU do manifold MSP1-MRL-6.
5- DE-3534.00-1500-942-PZ9-001_RC- AS de desenvolvimento do caso de Marlim, P-18, P-19, P-20, P-35 e P-37.

NOTAS GERAIS

1 - Cancelamento da nota 01.

GLOSSÁRIO

AN - ANULAR
CE - CABO ELÉTRICO
CT - CAIXA TERMINAL (UTA)
F - FUNÇÃO HIDRAULICA
ESDV - EMERGENCY SHUT DOWN VALVE
FPSO - FLOATING PRODUCTION, STORAGE AND OFFLOADING
G - GASODUTO
GL - GÁS LIFT
IA - DUTO DE INJEÇÃO DE ÁGUA
IG - DUTO DE INJEÇÃO DE GÁS
K - KILL LINE
LDA - LÂMINA D'ÁGUA
mD - METRO DE FLOWLINE DE DUTO RÍGIDO
mJ - METRO DE JUMPER DE DUTO FLEXÍVEL
mRD - METRO DE RISER RÍGIDO VERTICAL
mR - METRO DE FLOWLINE DE DUTO FLEXÍVEL
mr - METRO DE RISER DE DUTO FLEXÍVEL
MSP - MANIFOLDO SUBMARINO DE PRODUÇÃO E INJEÇÃO
MSGL - MANIFOLD SUBMARINO DE GÁS LIFT
O - DUTO DE EXPORTAÇÃO/IMPORTAÇÃO DE ÓLEO (OLEODUTO)
PG - DUTO DE PRODUÇÃO DE GÁS
PLEM - PIPE LINE END MANIFOLD
PLET - PIPE LINE END TERMINATION
PO - DUTO DE PRODUÇÃO DE ÓLEO
SV - DUTO DE SERVIÇO
UEH - UMBILICAL UHRO-HIDRAULICO
UH - UMBILICAL HIDRAULICO
UO - UMBILICAL ÓTICO

LEGENDA

Passo 9 (Runto preto)	LEGENDA
Nº	CORES
02	PRODUÇÃO DE QUÍLO
09	UNIBALIA, ELÉTRICO/UNIBALIA, UNIBALIA ELÉTRICO/OTICO/HERALGO
49	UNIBALIA DE INSTRUÇÃO/UNIBALIA
07	CAPO ELÉTRICO/UNIBALIA, INSTRUÇÃO DE POTENCIA/UNIBALIA, ELÉTRICO
10	UNIBALIA, ELÉTRICO/UNIBALIA, ELÉTRICO
15	GAS/OTICO/PRODUÇÃO DE GASINHAÇÃO DE GAS
15	ACRÓSTICO
100	INSTRUMENTO DE UNIBALIA
100	SISTEMA DE TELECOMUNICAÇÃO, UNIBALIA, OTICO
180	UNIBALIA, ELÉTRICO/UNIBALIA, ELÉTRICO/UNIBALIA, OTICO
180	SISTEMA DE TELECOMUNICAÇÃO, UNIBALIA, OTICO (P), FIBRA OTICA (P)
52	KILL LINE
Nº	ESTÍLOS
00	UNIBALIA DE PROJETO
00	UNIBALIA EXISTENTE

ESTILOS

Nº	ESTILOS
03	--- LINHA DE PROJETO
00	===== LINHA EXISTENTE

CZ	Correção da lâmina d'água da plataforma e da nomenclatura do poço 7-MRL-131. Correção na linha de UEH do poço 8-MRL-165HF	05/05/22	Fábio Ferreira	Alessandra Barreto	Rodrigo Aguiar
CY	Corte e reequilíbrio parcial da linha de IA do MSP-MRL-06 e da linha de PO do MSP-MRL-05	13/12/21	Fábio Ferreira	Alessandra Barreto	Rodrigo Aguiar
CX	Cortes das lâminas de IA e UEH do poço 8-MRL-114D	10/07/20	Fábio Ferreira	Alessandra Barreto	Alexandre Monteiro
0	Rev. de numeração e padrão conforme N-1710	15/05/07	Carlos Barboza	Elisa Pinheiro	J.Manuel Filho
REV.	DESCRIÇÃO	DATA	EXEC.	VERIF.	APROV.

AS INFORMAÇÕES DESTE DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE.
FORMULÁRIO PERTENCENTE A PETROBRAS N-0381 REV. L.

APICE PROJETOS DE GESTÃO LTDA
Contrato nº5900.0112955.19.2
Responsável técnico: Renato Fernandes de Martins CREA: 5204 D -ES
MicroStation®/V8i/DE-3534.00-1500-942-PMU-052=CZ.dgn



PETROBRAS

SUB/SSUB/
ISBM/SIDS

CLIENTE:

UN-BC / ATP-MRL

PROGRAMA:	

CADASTRO DE INSTALAÇÕES SUBMARINAS

ÁREA:

CAMPO DE MARLIM

TÍTULO:

FPSO P-37 (FRIENDSHIP)
DIAGRAMA UNIFILAR DE INTERLIGAÇÃO

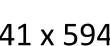
PROJ.	ISBM	EXEC.	CARLOS BARBOSA	VERIF.	ELISA PINHEIRO
APROV.	J.MANOEL FILHO		DESENHO		
DATA	15/05/07	ESCALA	SEM ESCALA	FOLHA	01 de 01

NP-1	E&P-SERV/US-OPSUB/ISBM/SIDS

N°	DE-3534.00-1500-942-PMU-052

Anexo 3

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



Anexo 4

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

INVENTARIO DAS ESTRUTURAS DOS PDIDS DAS ÁREAS 9 E 10 A SEREM INCORPORADAS AOS PDIS DOS CAMPOS DE MARLIM E VOADOR					Legenda do status das estruturas: Verde: estrutura protocolada em PDI Amarelo: estrutura do respectivo PDI a qual este inventário segue anexo Sem cor: estrutura ainda não protocolada em PDI		
DESCRIÇÃO (CONFORME GIS-SUB)	Tipo	Área	CAMPO (CONFORME GIS-SUB)	SISTEMA DE PRODUÇÃO DE MARLIM MAIS PRÓXIMO	COORDENADAS		STATUS
					Longitude	Latitude	
ANTIGO OLEODUTO 11,06" NORTE DA P-18 ABANDONADO FMRL9032 27/03/99	DUTO	9	VOADOR	P-47	-40-10:49,038	-22-21:05,400	
UEH DE 9x3/8+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 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 DO 6 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) TSV006-180 - 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 METÁLICA RMRL3481 - 07/11/2003	SUCATAS	9	MARLIM	P-35	-40:04:04,113	-22:26:12,392	
SUCATA METÁLICA RMRL3481 - 07/11/2003	SUCATAS	9	MARLIM	P-35	-40:04:06,779	-22:26:17,870	
SUCATA AO LADO DO DUTO KMMRL08-076 - 12/11/2008 ARQUIVO XYZ ENVIADO P/KOMMANDOR 3000 MAPEAMENTO REALIZADO P/CBO CAMPOS	SUCATAS	9	MARLIM	P-26	-40:01:57,788	-22:27:12,398	
SUCATA ABAIXO DO DUTO KMMRL08-076 - 12/11/2008 ARQUIVO XYZ ENVIADO P/KOMMANDOR 3000 MAPEAMENTO REALIZADO P/CBO CAMPOS	SUCATAS	9	MARLIM	P-26	-40:01:51,546	-22:27:24,600	
SUCATA AO LADO DA LINHA DE 6 DO 7-MRL-198HP 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 SAMr12-229	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-37

Sistema Submarino da P-37 - Dutos Flexíveis e Umbilicais

Descrição	B - Código de identificação ANP	A-Tipo	N- Produto movime ntado	R-Situação de limpeza	J-Tipo de estrutura (flexível, rígido, polimérico ou híbrido)	Q- Situação operacional (incluindo sit. Extremidades)	ORIGEM				DESTINO				E- Ano de instalação	F- Comprimento (m)	G- Comprimento do trecho riser (m)	G- Comprimento do trecho flowline (m)	H- Comprimento do trecho aflorado (m)	H- Comprimento do trecho enterrado (m)	I- Diâmetro nominal (pol)	ID (mm)	OD (mm)	K- Massa total vazio no ar (t)	Massa - Aço (t)	Massa - Polímeros (t)	L- Elementos de Estabilização (qtd)	T- Número de tramos	T- Cruzamentos	
							S- Conectado a	C- Código de identificação da origem	Tamponamento	O- LDA (m)	S- Conectado a	D- Código de identificação do destino	Tamponamento	O- LDA (m)															Totais	Sobre a linha
GL_P-37/7-MRL-101D	18792	Gás Lift	Gás	Concluída	Flexível	Instalado	Suporte #19	18285	Conectado	-3,76	ANM	18253	Conectado	871	2000	2.532	1426	1106	2322	210	2,46	62,5	118 / 112,4	68,94	59,8	9,14	1	2	8	4
UEH_P-37/7-MRL-101D	19180	UEH	NA	NA	Flexível	Instalado	Suporte #01	18281	Conectado	-3,76	ANM	18253	Conectado	871	2000	2.530	2530	NA	2511	19	NA	NA	125,2	69,75	47,16	22,59	1	1	9	6
PO_7-MRL-101D/P-37	19054	Produção	Óleo	Concluída	Flexível	Instalado	Suporte #20	18302	Conectado	-3,76	ANM	18253	Conectado	871	2000 / 2001	2.528	1422	1106	2497	31	6	101,6 / 152,4	131,93	115,44	16,49	1	3	3	0	
IPU_P-37/CJ-5_P-37/7-MRL-147HP	19027	IPU	Gás	Concluída	Flexível	Instalado	Suporte #02	18294	Conectado	-3,76	CJ-5	18273	Conectado	892	2001	1.424	1424	NA	1424	0	2,46	62,5	221,1	76,27	69,83	6,44	0	1	0	0
GL_CJ-5_P-37/7-MRL-147HP	18733	Gás Lift	Gás	Concluída	Flexível	Instalado	CJ-5	18273	Conectado	892	ANM	18262	Conectado	900	2001	1.938	NA	1938	NA	NA	2,46	62,5	111,9	51,12	45,33	5,79	1	1	14	6
UEH_CJ-5_P-37/7-MRL-147HP	19143	UEH	NA	NA	Flexível	Instalado	CJ-5	18273	Conectado	892	ANM	18262	Conectado	900	2001	1.976	NA	1976	1976	0	NA	NA	128	55,13	36,83	18,3	0	1	15	8
PO_7-MRL-147HP/P-37	19080	Produção	Óleo	Concluída	Flexível	Instalado	Suporte #21	18303	Conectado	-3,76	ANM	18262	Conectado	900	1999 / 2001	3.393	1554,9	1838	NA	NA	6	101,6 / 152,4	251,1	223,13	27,97	1	5	10	6	
UH_MSI-MRL-04/PLET-MRL-09A	19199	UEH	NA	NA	Flexível	Instalado	PLET-MRL-09A	18244	Conectado	916	MSI-MRL-04	18241	Conectado	910	2001	464	NA	464	464	0	NA	NA	74,1	10,61082629	7,47546089	3,13536541	0	1	0	0
UEH_P-37/MSI-MRL-04	19189	UEH	NA	NA	Flexível	Instalado	Suporte #03	18276	Conectado	-3,76	MSI-MRL-04	18241	Conectado	910	2001	2.815	2815	NA	1299	1516	NA	NA	95,1	77,10025105	46,3501476	30,7501035	1	1	0	0
IA_P-37/MSI-MRL-04	18974	Injeção de Água	Água	NA	Flexível	Instalado	Suporte #22	18288	Conectado	-3,76	MSI-MRL-04	18241	Conectado	910	2001	2.554	1400	1154	2260	294	10	203,2 / 254	309,1 / 384	464,58	392,47	72,11	1	4	0	0
TIA_P-37/MSI-MRL-04	19130	Teste de Injeção de Água	Água	NA	Flexível	Instalado	Suporte #04	18298	Conectado	-3,76	MSI-MRL-04	18241	Conectado	910	2001	2.549	1417	1132	2493	56	6	101,6 / 152,4	156,7 / 216	116,86	95,75	21,11	1	3	0	0
GA_P-37/P-26	18691	Gasoduto	Gás	Concluída	Flexível	Instalado	Suporte #23	18308	Conectado	-3,76	PLET-MRL-09A	18244	Conectado	916	2000	2.500	1385	1115	2485	15	8	203,2	294,1 / 288,1	329,87	292,51	37,36	1	3	0	0
GL_P-37/MSP-MRL-05	18828	Gás Lift	Gás	Concluída	Flexível	Instalado	Suporte #24	18284	Conectado	-3,76	MSP-MRL-05	18242	Conectado	937	2001	2.780	1423	1307	2677	53	4	101,6	161,3 / 152,3	112,91	98,24	14,67	1	3	6	6
TP_MSP-MRL-05/P-37	25549	Teste de Produção	Óleo	Concluída	Flexível	Instalado	Suporte #05	18307	Conectado	-3,76	MSP-MRL-05	18242	Conectado	937	2001 / 2015	2.780	1405	1375,1	2769,1	11	6	152,4	231 / 223,1	128,5	94,88	133,62	0	2	0	0
TGL_P-37/MSP-MRL-05	19123	Teste de Gás Lift	Gás	Concluída	Flexível	Instalado	Suporte #25	18297	Conectado	-3,76	MSP-MRL-05	18242	Conectado	937	2001	2.534	1423	1111	2511	23	2,46	62,5	118 / 112,4	68,98	59,85	9,13	1	2	2	2
UH+Q3_P-37/MSP-MRL-05	31775	UH	NA	NA	Flexível	Desinstalado	NA	NA	Desconectado	931	MSP-MRL-05	18242	Conectado	937	2002	2.723	2322	401	2681	42	NA	NA	112,5	62,27	43,87	18,4	1	2	2	0
PO_MSP-MRL-05/P-37	19109	Produção	Óleo	Concluída	Flexível	Instalado	Suporte #06	18300	Conectado	-3,76	MSP-MRL-05	18242	Conectado	937	2001	2.800	1404	1396	2768	32	11,25 / 11,13	285,8 / 282,6	403,1 / 406,6 / 394	645,95	559,02	86,93	1	5	0	0
UEH_P-37/MSP-MRL-05	19191	UEH	NA	NA	Flexível	Instalado	Suporte #27	18277	Conectado	-3,76	MSP-MRL-05	18242	Conectado	937	2015	3.001	3001	NA	3001	0	NA	NA	148,6	107,44	65,12	42,32	1	1	0	0
TIA_P-37/MSP-MRL-06	31760	Teste de Injeção de Água	Água	NA	Flexível	Desinstalado	NA	NA	Desconectado	944	MSPI-MRL-06	18243	Conectado	942	2000 / 1997 / 2002	2.612	1397	1215	2612	0	6	101,6 / 152,4	162,3 / 217,7 / 215,8	137,75	116,9	20,85	1	3	0	0
IA_P-37/MSPI-MRL-06	18989	Injeção de Água	Água	NA	Flexível	Instalado	Suporte #07	18289	Conectado	-3,76	MSPI-MRL-06	18243	Conectado	942	2015 / 2002	2.610	1400	1210	2575	35	10	203,2 / 254	297,2 / 384	446,38	376,14	70,24	2	4	0	0
TGL_P-37/MSPI-MRL-06	19126	Teste de Gás Lift	Gás	Concluída	Flexível	Instalado	Suporte #29	18296	Conectado	-3,76	MSPI-MRL-06	18243	Conectado	942	2002	2.598	1422	1176	2558	40	2,46	62,5	118 / 112,4	70,45	61,12	9,33	1	3	0	0
IPU_P-37/MSPI-MRL-06	19040	IPU	Gás	Concluída	Flexível	Instalado	Suporte #08	18295	Conectado	-3,76	CJ-6	18275	Conectado	916	2002	1.453	1453	NA	1453	0	2,46	62,5	221,14	81,24	74,66	6,58	0	1	0	0
GL_CJ-6_P-37/MSPI-MRL-06	31780	Gás Lift	Gás	Concluída	Flexível	Instalado	CJ-6	18275	Conectado	916	MSPI-MRL-06	18243	Conectado	942	2002	1.326	1326	1303	23	2,46	62,5	112,4	35,22	31,12	4,1	2	1	4	1	
UEH+Q3_CJ-6_P-37/MSPI-MRL-06	19134	UEH	NA	NA	Flexível	Instalado	CJ-6	18275	Conectado	916	MSP-MRL-06	18243	Conectado	942	2002	1.409	NA	1409	1394	15	NA	NA	141,4	50,58	38,5912091	11,9887909	1	3	6	1
PO_MSP-MRL-06/P-37	19115	Produção	Óleo	Concluída	Flexível	Instalado	Suporte #30	18299	Conectado	-3,76	MSPI-MRL-06	18243	Conectado	942	2002	2.888	1426	1462	2888	0	8	203,2 / 152,4	298,1 / 223,1	299,88	266,9	32,98	1	3	2	2
IPU_P-37/CJ-1_P-37/7-MRL-111D	27625	IPU	Gás	Concluída	Flexível	Instalado	Suporte #09	29438	Conectado	-3,76	CJ-1	29436	Conectado	913	2000	1.446	1446	NA	1446	0	2,46	62,5	221,14	77,2	70,65	6,55	0	1	0	0
GL_CJ-1_P-37/7-MRL-111D	27621	Gás Lift	Gás	Concluída	Flexível	Instalado	CJ-1	29436	Conectado	913	ANM	29437	Conectado	930	2000	1.112	NA	1112	1054	58	2,46	62,5	112,4	25,52	26,08	3,44	1	3	11	4
UEH_CJ-1_P-37/7-MRL-111D	27633	UEH	NA	NA	Flexível	Instalado	CJ-1	29436	Conectado	913	ANM	29437	Conectado	930	2000	1.142	NA	1142	1142	0	NA	NA	125,2	31,48	21,29	10,19	0	1	11	7
PO_7-MRL-111D/P-37	27627	Produção	Óleo	Concluída	Flexível	Instalado	Suporte #31	29439	Conectado	-3,76	ANM	29437	Conectado	930	2000 / 1998	2.536	1524	1012	2464	72	6	101,6 / 152,4	152,3 / 212,1 / 223,1 / 164,7	179,46	158	21,46	1	5	8	4
IPU_P-37/CJ-3_P-37/MLS-37	31778	IPU	Gás	Concluída	Flexível	Instalado	Suporte #10	50855	Conectado	-3,76	CJ-3	50849	Conectado	909	2001	1.453	1453	NA	1403	50	2,46	62,5	221,14	77,58	70,99	6,59	0	1	0	0
GL_CJ-3_P-37/7-MLS-037HP	31736	Gás Lift	Gás	Concluída	Flexível	Instalado	CJ-3	50849	Conectado	909	ANM	50850	Conectado	935	2001	1.895	NA	1895	1875	20	2,46	62,5	111,9	49,99	44,32	5,67	1	2	14	8
UEH_CJ-3_P-37/7-MLS-037HP	31764	UEH	NA	NA	Flexível	Instalado	CJ-3	50849	Conectado	909	ANM	50850	Conectado	935	2001	1.931	NA	1931	1931	0	NA	NA	128	53,87	35,99	17,88	0	1	16	7
PO_7-MLS-037HP/P-37	31747	Produção	Óleo	Concluída	Flexível	Instalado	Suporte #32	50851	Conectado	-3,76	ANM	50850	Conectado	935	2001	3.308	1415	3308	3261	47	6	101,6 / 152,4	153,3 / 216,4 / 223,1	246,93	219,5	27,43	1	4	12	2
IPU_P-37/CJ-4_P-37/7-MRL-154HP	19025	IPU	Gás	Concluída	Flexível	Instalado	Suporte #33																							

IA_MSI-MRL-04/8-MRL-114D	31784	injeção de Água	Água	Concluída	Flexível	Desinstalado	MSI-MRL-04	18241	Conectado	910	NA	NA	Desconectado	923	2001	992	NA	992	NA	NA	4	101,6 / 152,4	220 / 159,3	63,5	53,1	10,4	0	2	2	0
UEH_MSI-MRL-04/8-MRL-114D	31789	UEH	NA	NA	Flexível	Desinstalado	MSI-MRL-04	18241	Conectado	910	NA	NA	Desconectado	923	2001	992	NA	992	992	0	NA	NA	111	24,28	19,424	4,856	0	1	2	2
IA_MSI-MRL-04/8-MRL-096D	18832	injeção de Água	Água	Concluída	Flexível	Instalado	MSI-MRL-04	18241	Conectado	910	ANM	18251	Conectado	939	2001	1.296	NA	1.296	1296	0	4	101,6 / 152,4	216 / 158,8	72,2	58,73	13,47	0	2	9	4
UEH_MSI-MRL-04/8-MRL-096D	19145	UEH	NA	NA	Flexível	Instalado	MSI-MRL-04	18241	Conectado	910	ANM	18251	Conectado	939	2001	1.295	NA	1.295	1295	0	NA	NA	100,1	35,46885439	21,3227144	14,14614	0	1	9	4
IA_MSI-MRL-04/8-MRL-097D	18850	injeção de Água	Água	Concluída	Flexível	Instalado	MSI-MRL-04	18241	Conectado	910	ANM	18252	Conectado	931	2001	1.168	NA	1.168	1137	31	6	152,4	215,8 / 220	67,34	54,92	12,42	0	2	7	1
UEH_MSI-MRL-04/8-MRL-097D	19147	UEH	NA	NA	Flexível	Instalado	MSI-MRL-04	18241	Conectado	910	ANM	18252	Conectado	931	2001	1.176	NA	1.176	1150	26	NA	NA	101,1	32,20954426	19,3633298	12,8462244	0	1	7	5
GL_MSP-MRL-05/7-MRL-086D	18735	Gás Lift	Gás	Concluída	Flexível	Instalado	MSP-MRL-05	18242	Conectado	937	ANM	18249	Conectado	932	2000 / 2001	376	NA	376	365	11	2,46	62,5	112,4	9,95	8,29	1,16	0	1	25	6
UEH_MSP-MRL-05/7-MRL-086D	19153	UEH	NA	NA	Flexível	Instalado	MSP-MRL-05	18242	Conectado	937	ANM	18249	Conectado	932	2001	377	NA	377	377	0	NA	NA	130	10,24	6,64	3,6	0	1	29	7
PO_7-MRL-086D/MSP-MRL-05	19042	Produção	Óleo	Concluída	Flexível	Instalado	MSP-MRL-05	18242	Conectado	937	ANM	18249	Conectado	932	2000 / 2001	377	NA	377	NA	NA	4	101,6 / 152,4	153,5 / 212,1	22,54	20,11	2,43	0	2	8	0
GL_MSP-MRL-05/7-MRL-085D	31739	Gás Lift	Gás	Pendente UGN	Flexível	Instalado	MSP-MRL-05	18242	Conectado	937	ANM	50852	Conectado	933	2001	376	NA	376	367	9	2,46	62,5	112,4	9,95	8,79	1,16	0	1	28	23
UEH_MSP-MRL-05/7-MRL-085D	31766	UEH	NA	NA	Flexível	Instalado	MSP-MRL-05	18242	Conectado	937	ANM	50852	Conectado	933	2001	375	NA	375	375	0	NA	NA	125,2	10,34	6,99	3,35	0	1	31	1
PO_7-MRL-085D/MSP-MRL-05	31752	Produção	Óleo	Pendente UGN	Flexível	Instalado	MSP-MRL-05	18242	Conectado	937	ANM	50852	Conectado	933	2000 / 2001	376	NA	376	376	0	4	101,6 / 152,4	153,7 / 222,1	25,07	21,79	3,28	0	2	21	6
GL_MSP-MRL-05/7-MRL-087D	31782	Gás Lift	Gás	Pendente UGN	Flexível	Instalado	MSP-MRL-05	18242	Conectado	937	ANM	50853	Conectado	938	2001	540	NA	540	540	0	2,46	62,5	112,4	14,29	12,63	1,67	0	1	12	8
UEH_MSP-MRL-05/7-MRL-087D	31768	UEH	NA	NA	Flexível	Instalado	MSP-MRL-05	18242	Conectado	937	ANM	50853	Conectado	938	2001	540	NA	540	540	0	NA	NA	125,2	14,89	10,07	4,82	0	1	9	2
PO_7-MRL-087D/MSP-MRL-05	31755	Produção	Óleo	Pendente UGN	Flexível	Instalado	MSP-MRL-05	18242	Conectado	937	ANM	50853	Conectado	938	2001	542	NA	542	542	0	4	101,6 / 152,4	152,3 / 212,1	33,01	29,41	3,6	0	2	11	5
GL_MSP-MRL-05/7-MRL-150HP	18764	Gás Lift	Gás	Concluída	Flexível	Instalado	MSP-MRL-05	18242	Conectado	937	ANM	18263	Conectado	954	2001	901	NA	901	901	0	2,46	62,5	111,9	23,77	21,07	2,69	0	1	14	8
UEH_MSP-MRL-05/7-MRL-150HP	19161	UEH	NA	NA	Flexível	Instalado	MSP-MRL-05	18242	Conectado	937	ANM	18263	Conectado	954	2001	901	NA	901	901	0	NA	NA	128	25,14	16,79	8,34	0	1	22	7
PO_7-MRL-150HP/MSP-MRL-05	19086	Produção	Óleo	Concluída	Flexível	Instalado	MSP-MRL-05	18242	Conectado	937	ANM	18263	Conectado	954	2001	901	NA	901	901	0	4	101,6 / 152,4	153,5 / 216,4	64,12	57,77	6,35	0	2	16	11
GL_MSP-MRL-05/7-MRL-138HP	18762	Gás Lift	Gás	Concluída	Flexível	Instalado	MSP-MRL-05	18242	Conectado	937	ANM	18259	Conectado	953	2002	910	NA	910	703	207	2,46	62,5	111,9	24,01	21,28	2,72	0	1	13	11
UEH_MSP-MRL-05/7-MRL-138HP	19159	UEH	NA	NA	Flexível	Instalado	MSP-MRL-05	18242	Conectado	937	ANM	18259	Conectado	953	2002	906	NA	906	NA	NA	NA	NA	128	25,28	16,89	8,39	0	1	11	4
PO_7-MRL-138HP/MSP-MRL-05	19076	Produção	Óleo	Concluída	Flexível	Instalado	MSP-MRL-05	18242	Conectado	937	ANM	18259	Conectado	953	2002	910	NA	910	NA	NA	6	152,4	216,4	67,39	60,74	6,65	0	1	6	0
GL_MSP-MRL-05/7-MRL-103	18737	Gás Lift	Gás	Concluída	Flexível	Instalado	MSP-MRL-05	18242	Conectado	937	ANM	18254	Conectado	947	2016	484	NA	484	484	0	2,5	63,5	116,94	12,94	11,02	1,92	0	1	11	0
UEH_MSP-MRL-05/7-MRL-103	19155	UEH	NA	NA	Flexível	Instalado	MSP-MRL-05	18242	Conectado	937	ANM	18254	Conectado	947	2016	470	NA	470	NA	NA	NA	NA	129,7	13,2	8,64	4,56	0	1	9	3
PO_7-MRL-103/MSP-MRL-05	19071	Produção	Óleo	Concluída	Flexível	Instalado	MSP-MRL-05	18242	Conectado	937	ANM	18254	Conectado	947	2016	484	NA	484	NA	NA	6	152,4	231,4	42,48	37,16	5,32	0	1	16	7
UEH_MSP-MRL-05/7-MRL-103-RJS (TRAC)	Não informado	UEH	NA	NA	Flexível	Desinstalado	NA	NA	Desconectado	Não informado	ANM	18254	Conectado	947	2001	453	NA	453	453	0	NA	NA	125,2	12,49	8,44	4,05	0	1	16	10
GL_MSP-MRL-05/7-MRL-104D	18739	Gás Lift	Gás	Concluída	Flexível	Instalado	MSP-MRL-05	18242	Conectado	937	ANM	18250	Conectado	950	2001	486	NA	486	481	5	2,46	62,5	112,4	12,86	11,36	1,5	0	1	6	6
UEH_MSP-MRL-05/7-MRL-104D	19157	UEH	NA	NA	Flexível	Instalado	MSP-MRL-05	18242	Conectado	937	ANM	18250	Conectado	950	2013	486	NA	486	486	0	NA	NA	130	13,19	8,56	4,64	0	1	7	4
PO_7-MRL-104D/MSP-MRL-05	19073	Produção	Óleo	Concluída	Flexível	Instalado	MSP-MRL-05	18242	Conectado	937	ANM	18250	Conectado	950	2001	478	NA	478	478	0	4	101,6 / 152,4	152,3 / 222,1	31,38	28,09	4,29	0	2	7	2
IA_MSP-MRL-06/8-MRL-120D	18930	injeção de Água	Água	Concluída	Flexível	Instalado	MSP-MRL-06	18243	Conectado	942	ANM	18256	Conectado	945	2002	377	NA	377	354	23	4	101,6 / 152,4	220 / 159,3	22,69	18,93	3,76	0	2	6	0
UEH_MSP-MRL-06/8-MRL-120D	19171	UEH	NA	NA	Flexível	Instalado	MSP-MRL-06	18243	Conectado	942	ANM	18256	Conectado	945	2002	380	NA	380	380	0	NA	NA	111	9,3	7,44	1,86	0	1	2	2
IA_MSP-MRL-06/8-MRL-139D	18943	injeção de Água	Água	Concluída	Flexível	Instalado	MSP-MRL-06	18243	Conectado	942	ANM	18258	Conectado	943	2002	382	NA	382	372	10	4	101,6 / 152,4	213,02	2064,73	-2041,71	0	2	6	5	
UEH_MSP-MRL-06/8-MRL-139D	19173	UEH	NA	NA	Flexível	Instalado	MSP-MRL-06	18243	Conectado	942	ANM	18258	Conectado	943	2001	382	NA	382	375	7	NA	NA	111	9,35	7,48	1,87	0	1	6	3
GL_MSP-MRL-06/8-MLS-051HP	31741	Gás Lift	Gás	Concluída	Flexível	Desinstalado	MSP-MRL-06	18243	Conectado	942	NA	NA	Desconectado	1.004	1992 / 1995	3.283	NA	3283	NA	2,46	62,5	111,9	86,91	77,06	9,85	0	2	4	3	
UEH+D_MSP-MRL-06/8-MLS-051HP	31791	UEH	NA	NA	Flexível	Desinstalado	MSP-MRL-06	18243	Conectado	942	NA	NA	Desconectado	983	2004	2.158	NA	2158	NA	NA	NA	129,77	60,64	42,51	18,13	0	1	9	5	
PO_8-MLS-051HP/MSP-MRL-06	31758	Produção	Óleo	Concluída	Flexível	Desinstalado	MSP-MRL-06	18243	Conectado	942	NA	NA	Desconectado	977	2004	1.707	NA	1707	NA	NA	6	152,4	245,4	149,87	132,3	17,58	0	1	6	0
IA_MSP-MRL-06/8-MLS-081HP	18907	injeção de Água	Água	Não Realizada	Flexível	Instalado	MSP-MRL-06	18243	Conectado	942	ANM	18271	Conectado	986	2007	1.975	NA	1975	1975	0	6	152,4	221,9	133,37	111,57	21,8	0	1	8	5
UEH_MSP-MRL-06/8-MLS-081HP	19169	UEH	NA	NA	Flexível	Instalado	MSP-MRL-06	18243	Conectado	942	ANM	18271	Conectado	986	2007	1.979	NA	1979	1979	0	NA	NA	101,6	37,6	29,09	8,51	0	1	10	3
GL_MSP-MRL-06/7-MRL-156H	18766	Gás Lift	Gás	Concluída	Flexível	Instalado	MSP-MRL-06	18243	Conectado	942	ANM	18266	Conectado	962	2002	1.074	NA	1.074	NA	NA	2,46	62,5	111,9	28,33	25,12	3,21	0	1	9	5
UEH_MSP-MRL-06/7-MRL-156H	19163	UEH	NA	NA	Flexível	Instalado	MSP-MRL-06	18243	Conectado	942	ANM	18266	Conectado	962	2002	1.074	NA	1.074	1061	13	NA	NA	128,3 / 129,77	30,29	20,42	9,87	0	2	10	5
PO_7-MRL-156H/MSP-MRL-06	19101	Produção	Óleo	Concluída	Flexível	Instalado	MSP-MRL-06	18243	Conectado	942	ANM	18266	Conectado	962	2000 / 2002	1.074	NA	1.074	1056	18	4	152,4 / 101,6	212,1 / 153,5	67,72	60,39	7,33	0	2	8	5
IA_MSP-MRL-06/8-MLS-049	18903	injeção de Água	Água	Não Realizada	Flexível	Instalado	MSP-MRL-06	18243	Conectado	942	ANM	18270	Conectado	875	2004	4.765	NA	4.765	4500	265	6	152,4	220	316,26	264,8	51,46	0	3	4	4
UEH_MSP-MRL-06/8-MLS-049	19166	UEH	NA	NA	Flexível	Instalado	MSP-MRL-06	18243	Conectado	942	ANM	18270	Conectado	875	2004	4.765	NA	4.765	4748	17	NA	NA	101,6	90,64	70,05	20,59	0	2	4	0
IA_MSP-MRL06/8-MRL-144D	18946	injeção de Água	Água	Concluída	Flexível	Instalado	MSP-MRL06	18243	Conectado	942	ANM	18260	Conectado	939	2002	482	NA	482	NA	NA	4	152,4 / 101,6	220 / 159,3	29,65	24,76	4,89	0	2	5	5
UEH_MSP-MRL06/8-MRL-144D	19175	UEH	NA	NA	Flexível	Instalado	MSP-MRL06	18243	Conectado	942	ANM	18260	Conectado	939	2002	488	NA	488	488	0	NA	NA	111	11,95	9,56	2,39	0	1	5	0
UEH_P-37/WH 7-MRL-131 (*)	31770	UEH	NA	NA	Flexível	Desinstalado	NA	NA	Desconectado	Não informado	NA	NA	Desconectado	Não informado	2002	1.791	NA	1.791	1791	0	NA	NA	128	49,97	33,39	16,58	0	2	0	0

(*) Todas as estruturas hachuradas são parte do inventário das estruturas dos PDIDs da área 10 e são considerados parte do escopo do PDi da P-37

Sistema Submarino da P-37 - Dutos Rígidos																						
Descrição	B- Código ANP da Interligação	A- Tipo	N- Produto movimentado	R- Condição da Limpeza	J- Tipo de estrutura (flexível, rígido, polimérico ou híbrido)	O- Situação operacional	ORIGEM				DESTINO				E- ano de Instalação (Ano)	F- Comprimento (m)	I- ID (mm) pol	Peso Total (ton)	T- Cruzamentos		Vãos livres	
							S- conectado a	C- código de identificação da origem	Tamponamento	O- LDA (m)	S- conectado a	C- código de identificação da origem	Tamponamento	O- LDA (m)					Totais	Sobre a linha		
GA_P-37/P-26 6" [P0133]	18691	Flow	Gaseoluto	Concluída	rígido	Desativado Permanentemente	PLET-MRL-09A	18244	Flange	917	PLET-MRL-09B	3476	Flange	979	1999	4253	8	306,6	7	7	52	
GL_PLET-MRL-MGL-01A/PLET-MRL-MGL-01B [P0133]	NA	Flow	Gaseoluto	N/A	rígido	Desativado Permanentemente	PLET-MRL-MGL-01A	NA	Flange	857	PLET-MRL-MGL-01B	NA	Flange	780	1999	4155	8	325,5	1	1	7	
IA_P-37/3-RIS-488 [P0136]	18962	Flow	Aqueoluto	Concluída	rígido	Desativado Permanentemente	PLET-MRL-MW-01A	18245	Flange	862	PLET-MRL-MW-01C	18246	Flange	815	1999	2600	10	298,3	1	1		
IA_PLET-MRL-MW-01A/PLET-MRL-MW-01B [P0136]	31787	Flow	Aqueoluto	N/A	rígido	Desativado Temporariamente	PLET-MRL-MW-01C	18246	Flange	815	PLET-MRL-MW-01B	50856	Flange	785	1999	1900	10	218	0	0	85	
PO_PLET-MRL-MP-01A/PLET-MRL-MP-01B [P0134]	NA	Flow	Odeoluto	N/A	rígido	Desativado Permanentemente	PLET-MRL-MP-01A	NA	Flange	856	PLET-MRL-MP-01B	NA	Flange	782	1999	4133	10	520,1	1	1	6	
GASEOLUTO DE 8 GL-1 DO MSP-MRL-3 3/ P-37 (*)	NA	Flow	Gaseoluto	NA	rígido	Desativado Permanentemente	NA	NA	Flange	786	NA	NA	Flange	862	2013	4115	8	325,5	0	0		
ODEOLUTO DE 10 MP-1 POL DO MSP-MRL-3/P-37 (*)	NA	Flow	Odeoluto	NA	rígido	Desativado Permanentemente	NA	NA	Flange	861	NA	NA	Flange	785	1999	4124	10	519,1	0	0		
GASEOLUTO DE 8 GL-1 DO MSP-MRL-3 3/ P-37 (*)	NA	Flow	Gaseoluto	NA	rígido	Desativado Permanentemente	NA	NA	Flange	786	NA	NA	Flange	862	2013	4115	8	325,5	0	0		

(*) Todas as estruturas hachuradas são parte do inventário das estruturas dos PDIDs da Área 10 e são considerados parte do escopo do PDID da P-37

Sistema Submarino da P-37 - Equipamentos Submarinos									
A – Tipo	B - TAG	C - Dimensões	C - Peso (ton)	D - Profundidade (m)	E - Coordenada Geográfica		F - Status Atual	G - Data da Limpeza	H - Tamponamento
					Latitude	Longitude			
PLET	PLET-MRL-MP-01B (*)	5,889m x 5,59m x 3,085m	11,5	820	-40:08:55,396	-22:28:20,171	Abandonado Temporariamente	N/A	N/A
PLET	PLET-MRL-MP-01A (*)	5,889m x 5,59m x 3,085m	11,5	880	-40:06:17,162	-22:28:22,708	Abandonado Temporariamente	N/A	N/A
PLET	PLET-MRL-MGL-01B (*)	5,848m x 5,59m x 3,094m	12,5	780	-40:08:55,232	-22:28:21,506	Abandonado Temporariamente	N/A	N/A
PLET	PLET-MRL-MGL-01A	6,525m x 5,59m x 3,094m	14,3	859	-40:06:17,495	-22:28:25,047	Abandonado Temporariamente	N/A	N/A
PLET	PLET-MRL-MW-01A	5,889m x 5,59m x 3,085m	10,5	850	-40:06:18,311	-22:28:26,407	Instalado	06/05/2021	N/A
PLET	PLET-MRL-MW-01C	4,991m x 4,02m x 3,212m	12,8	826	-40:07:48,844	-22:28:23,991	Instalado	06/05/2021	N/A
PLET	PLET-MRL-MW-01B (*)	6,568m x 5,59m x 3,341m	17,8	820	-40:08:55,208	-22:28:22,807	Abandonado Temporariamente	06/05/2021	N/A
SSAO	SSAO-MRL-1	21,8m x 8,5m x 4,0m	365,0	870	-40:06:37,691	-22:28:56,646	Instalado	03/11/2021	N/A
MANIFOLD	MSPI-MRL-06	15m x 8,4m x 6,4m	237,7	942	-40:05:01,588	-22:29:48,581	Instalado	Previsto até agosto/2022(**)	N/A
MANIFOLD	MSP-MRL-05	15m x 8,3m x 6,6m	275,9	937	-40:04:42,745	-22:29:10,434	Instalado	Previsto até dezembro/2022	N/A
MANIFOLD	MSI-MRL-04	10,8m x 8,4m x 6,0m	164,8	910	-40:04:53,902	-22:28:33,678	Instalado	14/06/2022	N/A
PLET	PLET-MRL-09A	5,848m x 3,752m x 3,094m	13,5	916	-40:04:48,621	-22:28:43,014	Instalado	05/11/2020	N/A
PLET	PLET-MRL-09B	5,848m x 3,752m x 3,094m	13,5	916	-40:02:22,346	-22:28:18,379	Instalado	05/11/2020	N/A
Caixa de Emenda - ISU	CJ-1_P-7	1,2m x 1,6m x 1,75m	1,8	913	-40:07:49,424	-22:29:31,234	Instalado	N/A	N/A
Caixa de Emenda - ISU	CJ-2_P-37	1,2m x 1,6m x 1,75m	1,8	886	-40:06:11,978	-22:29:06,220	Instalado	N/A	N/A
Caixa de Emenda - ISU	CJ-3_P-37	1,2m x 1,6m x 1,75m	1,8	909	-40:05:53,707	-22:29:32,229	Instalado	N/A	N/A
Caixa de Emenda - ISU	CJ-4_P-37	1,2m x 1,6m x 1,75m	1,8	900	-40:06:04,290	-22:29:25,263	Instalado	N/A	N/A
Caixa de Emenda - ISU	CJ-5_P-37	1,2m x 1,6m x 1,75m	1,8	892	-40:05:36,775	-22:28:43,892	Instalado	N/A	N/A
Caixa de Emenda - ISU	CJ-6_P-37	1,2m x 1,6m x 1,75m	1,8	916	-40:05:32,303	-22:29:29,351	Instalado	N/A	N/A

(*) Todas as estruturas hachuradas são parte do inventario das estruturas dos PDIDs da área 10 e são considerados parte do escopo do PDI da P-37

(**) Previsão de limpeza das linhas de PO associadas ao Manifold MSPI-MRL-06.

Anexo 6

DUM (Descrição da Unidade Marítima)



Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional SGSO

Descrição da Unidade Marítima DUM

Petrobras 37 (P-37)



E&P

Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional - SGSO

Descrição da Unidade Marítima - DUM

SGSO-DUM-Petrobras 37 05/2020

Processo Administrativo na ANP

48610.201485/2019-13

Revisão 10

MAI/2020



E & P



CONTROLE DE REVISÕES

REV	DESCRIÇÃO	DATA
00	Documento Original	15/01/2010
04	Atualização e correção dos itens 2.2.1.6, 2.2.1.10 e do diagrama unifilar de interligação	28/12/2011
05	Atualizados itens 1; 1.1; 1.2; 1.3; 2; 2.1; 2.1.1; 2.1.2; 2.2; 2.2.1.2; 2.2.1.3; 2.2.1.4; 2.2.1.5; 2.2.1.6; 2.2.1.7; 2.2.1.8; 2.2.1.9; 2.2.2; 2.3; 2.3.1; 2.3.2; 2.4; 2.5; 2.6; 2.6.1; 2.6.2; 2.6.3.1; 2.6.3.2; 2.6.3.3; 2.7; 2.7.1; 2.7.2; 2.8; 2.8.1; 2.8.2; 2.8.3; 2.9; 3; 3.1; 3.1.1; 3.1.2; 3.2; 3.3; 3.4; 3.5; 3.6; 3.6.1; 3.6.2; 3.7; 4; Anexos 1 e 2.	09/09/2016
06	Atualizados itens 1.1; 2.1.2; 2.2.1.2; 2.2.1.3; 2.3.2; 2.5; 3.2; 4; Anexo 1 e Anexo 2.	14/11/2017
07	Atualizados itens 2.1.2; 2.2.1.2; 2.2.1.5; 2.5; 2.6.3.2; 2.9; 3.4; 4; Anexo 1 e Anexo 2.	07/11/2018
08	Atualizado o item 2.2.1.4	18/12/2018
09	Atualizados os itens 2.1.2; 2.2.1.5; 2.5; 4; Anexo 1 e Anexo 2.	09/07/2019
10	Revisada(s) a(s) seção(ões): 1.1, 2.1.2, 2.2.1.2, 2.2.1.4, 2.2.1.5, 2.2.1.6, 2.3.1, 2.6.1, 2.6.3.1, 2.9, 3.1.2, 4.	22/05/2020

	Original	Rev. 04	Rev. 05	Rev. 06	Rev. 07	Rev. 08	Rev. 09	Rev. 10
Data	15/01/2010	28/12/2011	09/09/2016	14/11/2017	07/11/2018	18/12/2018	09/07/2019	22/05/2020
Elaboração	Hebert	Marcelo	Rodrigo	Rubens	Rubens	Rubens	Rubens	Rubens /Fabrício
Verificação	Marcelo Fernandes	Artur	Bruno	Bruno	Bruno	Bruno	Bruno	Carlos
Aprovação	Artur Pader	Guilherme	Adones	Marcelo Guarda	Cassiano	Cassiano	Cassiano	Cassiano

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	19
2.2.1.8 - Sistema de Geração de Gases Inertes	20
2.2.1.9 - Sistema de Coleta, Manuseio e Disposição Final de Resíduos	21
2.2.1.10 - Sistema de Gerenciamento de Substâncias Perigosas	22
2.2.2 - Sistema de Lastro	22
2.3 - SISTEMA DE TANCAGEM	22
2.3.1 - Tancagem	22
2.3.2 - Fluxo de Movimentação de Fluidos entre Tanques	24
2.4 - SISTEMA DE SALVATAGEM	26
2.5 - SISTEMA DE ANCORAGEM / POSICIONAMENTO	27
2.6 - SISTEMA DE SEGURANÇA, DETECÇÃO E COMBATE A INCÊNDIO	29
2.6.1 - Sistema de Detecção de Fogo e Gás	29
2.6.2 - Sistema de Alarme de Emergência	33
2.6.3 - Sistema de Combate a Incêndio	33
2.6.3.1 - Sistema de Combate a Incêndio por Água	33
2.6.3.2 - Sistema Fixo de Combate a Incêndio por Gás Inerte	35
2.6.3.3 - Equipamentos Portáteis de Extinção de Incêndio	37
2.7 - SISTEMA DE MOVIMENTAÇÃO DE CARGA E PESSOAL	37
2.7.1 - Movimentação de Carga	37
2.7.2 - Movimentação de Pessoal	38
2.8 - SISTEMA DE COMUNICAÇÃO	38
2.8.1 - Sistema de Telefonia	38

2.8.2 - Sistema de Endereçamento Público	38
2.8.3 - Sistema de Comunicação de Rádio	38
2.9 - SISTEMA DE GERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	39
3 - Descrição do Processo de Produção.....	42
3.1 - SISTEMA DE PRODUÇÃO.....	42
3.1.1 - Controle e Segurança dos Poços	42
3.1.2 - Sistema de Injeção	44
3.2 - SISTEMA DE PROCESSAMENTO DE ÓLEO.....	46
3.3 - SISTEMA DE PROCESSAMENTO DE GÁS.....	48
3.4 - SISTEMA DE EXPORTAÇÃO DO ÓLEO E GÁS.....	49
3.5 - SISTEMA DE GÁS COMBUSTÍVEL	50
3.6 - SISTEMA DE AUTOMAÇÃO, CONTROLE E PARADA DE EMERGÊNCIA.....	51
3.6.1 - Sistema de Automação e Controle.....	51
3.6.2 - Parada de Emergência da Unidade de Produção.....	52
4 - Descrição da Malha de Coleta e Interligação Com Outras Instalações....	54
5 - Glossário	56
ANEXO 1 - DIAGRAMA DE ANCORAGEM.....	59
ANEXO 2 - DIAGRAMA DE INTERLIGAÇÃO.....	60

1 - Identificação da Atividade**1.1 - IDENTIFICAÇÃO DO OPERADOR CONCESSIONARIO**

- a) Nome:** Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras - Unidade de Negócios de Exploração e Produção da Bacia de Campos - UN-BC
- b) Endereço:** Av. Elias Agostinho, 665. Edifício Umberto Caseli 4º andar, Imbetiba, Macaé, RJ - CEP 27.913-350.
- c) Telefone:** (22) 3377-3327

1.2 - IDENTIFICAÇÃO DA INSTALAÇÃO DE PRODUÇÃO

- a) Nome da Instalação :**
PETROBRAS-37 (P-37)
- b) Proprietário :**
PETROBRAS NETHERLANDS B.V
- c) Número IMO :**
7376886
- d) Bandeira :**
Panamá
- e) Sociedade Classificadora :**
American Bureau of Shipping (ABS)
- f) Classificação :**
A1 FPSO
- g) Ano de construção :**
1976
- h) Ano de conversão :**
1999
- i) Ano de último upgrade :**
NA

1.3 - LOCALIZAÇÃO DA INSTALAÇÃO DE PRODUÇÃO

A P-37 está localizada a 105 km da costa do litoral de Campos dos Goytacazes - RJ, em lâmina d'água média de 905 m de profundidade.

As informações da localização são:

a) Bacia :

Bacia de Campos

b) Campo :

Marlim

c) Coordenadas :

Datum SIRGAS 2000				
ID_FEICAO	TIPO_FEICAO	NUM_VERTICE	LATITUDE	LONGITUDE
P-37	Ponto	1	-22:29:06,826	-40:05:45,179

2 - Descrição da Instalação

2.1 - CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS DA UNIDADE

A P-37 é uma unidade flutuante de produção, armazenagem e transferência de óleo e gás (FPSO), cuja produção é proveniente do campo de Marlim. A instalação possui as seguintes características:

2.1.1 - Características Físicas

a) Comprimento total :

338,63 m

b) Comprimento entre perpendiculares :

320,00m

c) Boca :

53,6 m

d) Pontal :

26,4 m

e) Arqueação :

bruta: 130.608; líquida: 95.557 toneladas métricas

f) Calado de projeto :

20,94 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

Abaixo informamos algumas características da instalação que têm valores variáveis em função das condições operacionais, população embarcada, etc. Destacamos que, durante auditorias ou inspeções na plataforma, poderão ser encontrados valores diferentes dos informados neste momento, não caracterizando não conformidades.

Os valores informados são médios referentes ao ano de 2018:

a) Capacidade de Produção :

- Óleo: 28.800 m³/d (181.152 bbl/d)
- Gás: 3.100.000 Nm³/d (capacidade de compressão)

b) Produção Atual :

- Óleo: 0 m³/d (0 bbl/d)
- Gás: 0 Nm³/d

c) Capacidade de Processamento :

- Petróleo: 25.000 m³/d (157.250 bbl/d)
- Gás Natural: 4.650.000 Nm³/d
- Gás Combustível: 687.147 Nm³/d

d) Capacidade de Armazenamento de Petróleo :

301.376 m³ (1.895.655 bbl)

e) Capacidade de Compressão de Gás Natural :

3.100.000 Nm³/d

f) Demanda de combustível :

- Gás Natural: 0 Nm³/d
- Diesel: 150 m³/mês
- Óleo: Não Aplicável

g) Capacidade de armazenamento de combustíveis líquidos :

- Diesel: 827 m³
- Óleo: Não aplicavel

h) Demanda e Capacidade de Armazenamento de Água :

Os volumes abaixo indicados são estimados e já contemplam a água dessalinizada e água recebida de terra:

- Demanda de Água Industrial: 319 m³/mês.

- Demanda de Água Potável: 1.208 m³/mês.
- Capacidade de Armazenamento de Água Industrial: 1414 m³
- Capacidade de Armazenamento de Água Potável: 604m³

i) Demanda de Energia Elétrica :

- Demanda Total: 6.000 kW
- Demanda do Sistema de Força: 5.500 kW
- Demanda do Sistema de Iluminação: 350 kW
- Demanda do Sistema de Emergência e Sinalização Marítima: 150 kW

j) Quantidade de Efluentes Gerados :

- Água Produzida: 0 m³/d

k) Capacidade de Tratamento de Água e Efluentes :

- Água Salgada: 70 m³/dia
- Água Produzida: 12.600 m³/dia

l) Monobóia :

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

A unidade não possui sistema de geração de vapor.

2.2.1.2 - Sistema de Aquecimento e Refrigeração

a) Sistema de Aquecimento :

O sistema de água quente tem como objetivo transferir a energia térmica da água quente para as correntes de processo da planta, usando o calor residual dos gases de exaustão dos turbogeradores e turbocompressores para aquecer a água do sistema fechado. O sistema aquece os seguintes

consumidores: corrente de óleo produzida pelos poços até 90 °C, de forma a permitir a separação de óleo/água/gás; corrente de gás combustível de forma a adequar o ponto de orvalho de 17 °C deste, sistema de regeneração de glicol, utilidades e para os sistemas navais/casario.

Esse sistema é basicamente constituído de um circuito fechado de água quente. Para a circulação da água quente existem três bombas centrífugas das quais duas operam em paralelo. A terceira bomba é reserva.

As descargas das bombas se juntam em um coletor, de onde a água flui para as Unidades de Recuperação de Calor (WHRU). O calor residual da exaustão das turbinas é usado para aumentar a temperatura da água de 130°C para 180°C antes de fluir para os consumidores de água quente.

A temperatura da água quente de saída é controlada em 180 °C através de reguladores de chaminé que controla a quantidade de gás de exaustão de cada turbogerador/turbocompressor e direciona para o WHRU (Waste Heat recovery Unit). Essa água circula nos trocadores de calor, onde perde carga térmica fornecida nos recuperadores de calor.

O sistema é formado pelos principais equipamentos abaixo:

Equipamento	Quant.	Pressão de Projeto	PMTA	Set PSV	Volume	Vazão	Temp.
Vaso de expansão de água quente	1	1.373 kPa	1.373 kPa	1.176 kPa	11,5 m³	N.A	210 °C
Bomba de circulação	3	N.A	N.A	N.A	N.A	380 m³/h	130 °C
Recuperador de calor TC's	2	2.450 kPa	5.311 (tubos) kPa	1.863 kgf/cm²	N.A	380 m³/h	560 °C
Recuperador de calor TG's	2	2.450 kPa	5.311 (tubos) kPa	1.863 kPa	N.A	380 m³/h	560 °C
Tanque Reposição	1	ATM	ATM	N.A	3 m³	N.A	62 °C
Bomba reposição	2	2.000	N.A	1.706 kPa	N.A	5 m³/h	62 °C

		kPa					

b) Sistema de Refrigeração :

O sistema de água de resfriamento tem o objetivo de retirar energia térmica das correntes de processo. O sistema é fechado utilizando água doce. A água de resfriamento aquecida que retorna do processo é resfriada nos trocadores de placas. A água captada do mar é usada como fluido refrigerante.

A principal demanda de água de resfriamento ocorre nos turbocompressores; os demais consumidores são a unidade de recuperação de vapor (compressor de baixa), os compressores de ar de instrumento, os compressores de ar de partida, a unidade de glicol, as turbinas dos turbogeradores, além de algumas utilidades como unidade de refrigeração de ar, etc.

O sistema é formado pelos principais equipamentos abaixo:

Equipamento	Quant.	Pressão de Projeto	PMTA	Potência	Vazão	Temperatura
Tanque de expansão	1	ATM	ATM	N.A	6,6 m³	75 °C
Bomba de circulação	4	N.A	N.A	437 HP	1.800 m³/h	45 °C
Bomba de circulação de Emergência	1	N.A	N.A	125 HP	500 m³/h	45 °C
Trocador de placas	2	1.184 kPa	N.A	N.A	2.715 m³/h	80 °C

c) Sistema de Ar Condicionado e Ventilação :

A P-37 possui sistema de ar condicionado para climatização, ventilação, exaustão e pressurização das áreas internas de escritórios, dormitórios, cozinha, refeitório, salas de estar, banheiros e para as salas de painéis elétricos, sala de transformadores, salas de controle, salas de UPS, salas de baterias, praça de máquinas, casa de bombas, etc.

Seguem os principais equipamentos do sistema:

Equipamento	Quantidade	Vazão	Pressão de Projeto	PMTA	Potência
Unidade de ventilação	37 Exaustores	150 a 9.285 m³/h	N.A	N.A	0.2 a 23 kW
	48 Ventiladores	900 a 9.285 m³/h	N.A	N.A	0.5 a 30 kW
Fan Coil	6	1.140 a 6950 m³/h	N.A	N.A	0.7 a 7.5 kW
Ar Condicionado	1	1840 m³/h	2.800 kPa	475 kPa	9.5 kW
Self Contained	9	1.530 / 4080 m³/h	N.A	N.A	8 - 178 kW
Unidade de Água Gelada	3	14.6 m³/h	1.800 kPa	1.608/405 kPa	37 kW
Bomba de Água Gelada	3	15 m³/h	1.600 kPa	340 kPa	3,7 kW

2.2.1.3 - Sistema de Fornecimento e Armazenamento de Água

a) Água Doce :

A água potável recebida de rebocadores e a água produzida pelos geradores de água potável são enviadas para os tanques de água doce para armazenamento. Estes tanques são estruturais e estão localizados na praça de máquinas.

Para o recebimento de água doce de embarcações de apoio, existe uma tomada com conexão universal para mangueiras nas estações de recebimento, localizadas na popa por BB, junto das tomadas de recebimento de óleo diesel. Há ainda uma segunda tomada de recebimento instalada por meia nau boreste.

A distribuição de água doce é feita através de duas bombas de água doce, aspirando dos tanques de água doce e descarregando no vaso hidrofórico. Este por sua vez é pressurizado com ar comprimido e distribui para os consumidores.

O consumo de água doce divide-se em consumo de água para uso humano (no casario) e para uso industrial, abastecendo os sistemas de água quente, água de resfriamento, limpeza industrial, chuveiros e lava-olhos de emergência e outros pequenos consumidores.

O sistema é formado pelos principais equipamentos abaixo:

Equipamento	Quant.	Pressão de Projeto	PMTA	Set PSV	Potência	Vazão / Capacidade	Temp.
Unidade	2	N.A	400 kPa	N.A	28,3 kW	78 m³/d	89 °C

Dessalinizadora							
Bomba de água doce	2	N.A	N.A	N.A	15,7 HP	35 m³/h	30 °C
Vaso Hidrofórico	1	760 kPa	760 kPa	627 kPa	N.A	3,5 m³/h	55 °C

Os tanques de água doce são estruturais e estão descritos no item 2.3.1

b) Água Salgada :

A captação da água do mar é feita através de 2 (duas) caixas de mar por meio de bombas elétricas de captação do tipo centrífuga vertical.

O propósito do Sistema de Captação e Distribuição de Água Salgada é fornecer água do mar para os sistemas: Sistema de injeção de Água no Reservatório, Sistema de Resfriamento da Planta e para os sistemas de utilidades (Unidade de Eletrocloração, Unidade de Tratamento de Esgoto e Unidade de Dessalinização).

Parte da água captada, após trocar calor com o sistema de resfriamento, retorna aquecida a 38°C para o Sistema de Injeção, o Serviço Geral de Distribuição da Água do Mar e a Piscina. A água não utilizada por esses sistemas retorna então ao mar.

A água doce gerada no sistema de dessalinização ou recebida por rebocadores é utilizada para consumo humano e industrial (sistema de água quente e resfriamento e sistema de limpeza industrial).

O sistema de Captação é formado pelos principais equipamentos abaixo:

Equipamento	Quantidade	Potência	Vazão / Capacidade	Temp.
Unidade de Eletrocloração	1	194 kW	27,3 m³/h	29 °C
Bombas de Captação	4	630 HP	2.600 m³/h	29 °C
Bomba Captação Emergência	1	100 HP	700 m³/h	29 °C

2.2.1.4 - Sistema de Fornecimento e Armazenamento de Combustíveis

Líquidos e Gasosos**a) Óleo Diesel :**

O sistema de armazenamento de óleo Diesel recebe óleo de embarcações através de um mangote, com uma pressão máxima de trabalho de 250 PSI, conectado em uma estação de recebimento situada na popa por BB.

Na plataforma o óleo diesel passa por um filtro, seguindo para o tanque de armazenamento de diesel sujo.

A limpeza de óleo diesel é obtida através da centrífuga do tipo automática programada. A centrífuga é alimentada por duas bombas que aspiram o diesel do tanque de armazenamento, passando antes pelo tanque de decantação, enviando o diesel limpo para os tanques de distribuição de óleo diesel.

As bombas de distribuição de óleo diesel são alimentadas pelos dois tanques de distribuição de óleo diesel e seus consumidores são: Tanque dos geradores de emergência, tanques das 3 bombas de incêndio, tanques dos 2 turbogeradores, tanque dos geradores de gás-inerte e o tanque do compressor de ar de partida a diesel .

Os principais equipamentos do sistema são:

Equipamento	Quant.	Pressão de Projeto	PMTA	Set PSV	Potência	Vazão / Capacidade
Bomba de transferência	2	2.700 kPa	N.A.	N.A.	11 kW	38 m³/h
Centrífuga	1	450 kPa	450 kPa	413 kPa	18 kW	15 m³/h
Bomba da distribuição	2	2.700 kPa	1.800 kPa	N.A.	5.5 kW	10 m³/h

Os tanques que compreendem o sistema estão 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.

b) Gás Combustível :

A unidade possui sistema de medição fiscal para importação de gás a partir do gasoduto P37-P26 para uso como gás combustível.

Em função das características da unidade, a importação de gás só é utilizada em repartidas da planta, pois durante a operação normal toda a demanda é suprida pelo sistema descrito no item 3.5.

2.2.1.5 - Sistema de Ar Comprimido

O ar comprimido requerido pela plataforma é provido por dois compressores de ar, sendo um reserva. No caso de alto consumo de ar, a pressão do sistema cai e o compressor começa a operar para normalizar o sistema.

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.

O ar comprimido úmido segue para o Vaso de ar de serviço, de onde é distribuído para os seus consumidores e para as Unidades Secadoras de Ar. Nestas, o ponto de orvalho para o ar seco é ajustado para 2 °C a 1128 kPa abs. Este ar seco é direcionado para o vaso de ar de instrumento de onde é distribuído para os consumidores e para vaso de ar de instrumentos do turret.

O ar de serviço é distribuído através de SDV do vaso de Ar de Serviço para distribuição no convés principal, planta, turret, casario e aos consumidores das utilidades, atendendo às várias tomadas de ar distribuídas pela plataforma onde eventualmente são conectados equipamentos pneumáticos necessários na manutenção e operação da plataforma. O ar de instrumentos atende instrumentos pneumáticos da plataforma como SDV's, BDV's e válvulas de controle da planta.

O ar de instrumentos divide-se em essencial e não essencial. O não essencial é enviado através de SDV do vaso de ar de instrumentos para o anel de ar de distribuição no compartimento de utilidades, convés principal, planta. O ar de instrumentos essencial segue direto do vaso de ar de instrumento para o anel de distribuição e vaso de ar de instrumento do turret.

O sistema é formado pelos principais equipamentos são:

Equipamento	Quant	Vazão /	Potencia	Temp	Pressão de	PMTA	Set PSV

		Capacidade			Projeto		
Unidade de ar comprimido	1	1.620 Nm³/h	520 kW	40 °C	11.5 kgf/cm²	N.A	11.2 kgf/cm²
Unidade secadora de ar	2	1.250 Nm³/h	17.3 kW	40 °C	21 kgf/cm²	21 kgf/cm²	17.8 kgf/cm²
Vaso de ar de serviços	1	10 m³	N.A.	40 °C	13.6 kgf/cm²	13.6 kgf/cm²	12.5 kgf/cm²
Vaso de ar de instrumentos	2	25 m³	N.A.	70 °C	13.6 kgf/cm²	13.6 kgf/cm²	12.5 kgf/cm²

Está em operação na instalação duas unidades compressoras de ar (UC) com vazão de 1274 Nm³/h cada, pertencentes a uma empresa contratada.

2.2.1.6 - Sistema de Tratamento de Água e Efluentes

a) Água Oleosa :

A P-37 dispõe de um sistema de drenagem que recebe as águas pluviais ou efluentes de manutenção, as quais são coletadas regularmente pelos pocetos (Casa de bombas e Praça de Máquinas) e pelos caissons de meia nau (convés principal) e destes, através de bombas de drenagem, para o Tanque Slop Sujo e na sequência Tanque Slop Limpo antes de descarte para mar. A nata oleosa que se acumula nestes tanques é drenada para o processo.

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

Os tanques Slop sujo e limpo são estruturais e descritos no item 2.3.1

As características dos principais equipamentos estão descritas na tabela abaixo:

Equipamento	Quant.	Pressão de Projeto	Set PSV	Potência	Vazão	Temp.
Bomba Bilge Pr. Máquinas	2	4.3 kgf/cm²	5.7 kgf/cm²	7.5 kW	20 m³/h	30 °C
Bomba de Drenagem da Pr. Máquinas	1	4.5 kgf/cm²	N.A.	55 kW	220 m³/h	29 °C
Bomba de Serviços Gerais	1	4.6 kgf/cm²	N.A.	110 kW	220 m³/h	29 °C
Caisson de Drenagem	2	ATM	N.A.	N.A.	6 m³	25 °C
Bomba do Caisson Drenagem	2	6,1 kgf/cm²	6,7 kgf/cm²	11,2 kW	2.9 m³/h	45 °C
Bomba de Stripping	1	13.8 kgf/cm²	16.3 kgf/cm²	186 kW	225 m³/h	30 °C
Bomba Drenagem Casa	1	13.1 kgf/cm²	14.4 kgf/cm²	37.3 kW	50 m³/h	30 °C

Bombas						

Atualmente o sistema de drenagem encontra-se com os tanques estruturais Cargo tanque 6P e 6S exercendo a função de slops.

b) Água Produzida :

Este sistema tem a finalidade de tratar a água oleosa separada nos separadores de produção e nos tratadores eletrostáticos de óleo antes de ser descartada para o mar. Este sistema tem capacidade de tratamento de 15.100 m³/d de água produzida.

O sistema de tratamento de água produzida consiste no processamento por meio de 2 conjuntos de 100 hidrociclones verticais e vaso degaseificador (Degasser). Cada conjunto recebe a água tanto do separador quanto do tratador eletrostático de cada trem. O óleo recuperado é encaminhado para o vaso degaseificador (câmara de óleo) e segue para o Vaso Slop, sendo reinjetado na entrada da planta de produção.

A água tratada pelos hidrociclones é enviada para a câmara de água do vaso degaseificador (Degasser), e na sequência é bombeada pelas bombas de água produzida para o caisson. Neste tanque é retirada alguma nata oleosa por meio da câmara de óleo que é enviada para vaso Slop pela bomba do caisson. A água pode ser descartada desse tanque direto para o mar ou pode ser encaminhada para o Tanque Slop Sujo e na sequência para o Tanque Slop Limpo para descarte no mar.

Os principais equipamentos que compõem são:

Equipamento	Quant	Pressão de Projeto	PMTA	Set PSV	Potência	Vazão / Capacidade	Temp
Hidrociclone do Trem A	100 um	1.421 kPa	1.421 kPa	N.A	N.A	10.000 m³/h	90 °C
Hidrociclone do Trem B	100 um	1.421 kPa	1.421 kPa	N.A	N.A	10.000 m³/h	90 °C
Degasser	1	444 kPa	515 kPa	344	N.A	16.800 m³/h	90 °C

				kPa			
Bomba de Água produzida	4	393 kPa	N.A	N.A	22.3 kW	175 m³/h	90 °C
Caisson	1	N.A.	N.A	N.A	N.A	107 m³	40 °C
Bomba do Caisson	1	1.113 kPa	N.A	1123 kPa	11.2 kW	10 m³/h	40 °C
Slop Vessel	1	343 kPa	347 kPa	N.A	N.A	30 m³	90 °C
Bomba do Slop Vessel	2	980 kPa	980 kPa	1.755 kPa	37 kW	60 m³/h	90 °C

2.2.1.7 - Sistema de Flare

Os equipamentos da planta de processos possuem sistemas de despressurização automáticos para proteção. Os gases oriundos desses sistemas são coletados por uma rede de tubulações que os direciona para os queimadores 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 líquido arrastadas pelo gás. O gás isento de líquido é encaminhado para os queimadores de alta ou baixa pressão respectivamente. O líquido coletado nesses vasos é enviado através de bombas para os surges (Separadores Atmosféricos) ou por gravidade para o Slop Vessel (drenagem fechada).

O sistema do flare de Alta Pressão é composto por dois estágios, constituídos por um queimador regular e por um queimador sônico respectivamente. O sistema de Baixa Pressão é composto por um estágio constituído por queimadores multiflare com gás de assistência. A queima mínima por segurança do flare é de 1800 Nm³/d nos pilotos.

Os principais equipamentos deste sistema são:

Equipamentos	Quant	Capacidade	Potência	Pressão de Projeto	PMTA	Set PSV	Temp
Vaso do Flare de alta pressão	1	4.650 MN m³/h	N.A.	585 kPa	623 kPa	N.A.	237 °C
Vaso do Flare de baixa pressão	1	141.5 MN m³/h	N.A.	343 kPa	473 kPa	N.A.	229 °C

Bomba do Vaso Flare de alta pressão	1	15 m³/h	3.7 kW	294.5 kPa	N.A.	343 kPa	90 °C
Bomba do Vaso Flare de baixa pressão	1	5 m³/h	3.7 kW	294.5 kPa	N.A.	343 kPa	90 °C
Queimador do Flare de Alta Pressão 1º Estágio	1	2.650 MN m³/h	N.A.	490 kPa	N.A.	N.A.	94 °C
Queimador do Flare de Alta Pressão 2º Estágio	1	2.000 MNm³/h	N.A.	490 kPa	N.A.	N.A.	207 °C
Queimador do Flare de Baixa Pressão	1	92 MN m³/h	N.A.	491 kPa	N.A.	N.A.	196 °C

Alguns tanques e equipamentos da planta de processo são dotados de "vents" atmosféricos para manutenção da pressão atmosférica em seus interiores.

Os coletores dos "vents" são providos de abafadores de chamas, localizados em seus finais, em posições seguras.

O Sistema do Vent Atmosférico é dotado de unidade de combate a incêndio por CO2 constituída de duas baterias de cilindros de CO2, dotadas de 2 cilindros de 45 kg cada, sendo um conjunto reserva do outro.

2.2.1.8 - Sistema de Geração de Gases Inertes

O sistema de gás inerte visa evitar a formação de atmosfera explosiva nos tanques de armazenamento de carga por eliminação do oxigênio no volume vazio dos mesmos.

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 evitando a entrada de oxigênio nos tanques. As válvulas de alívio (PRV's) são os únicos meios de abertura dos tanques para atmosfera, a fim de controlar a pressão interna desses tanques. O gás inerte usado no FPSO é produzido pela operação de geradores de gás inerte a partir da queima de óleo diesel. Na descarga são produzidos principalmente dois gases (CO2 e N2) e um resíduo de oxigênio com teor máximo de 3%.

O gás é resfriado e limpo com água do mar na própria unidade de queima. Essa água é bombeada pela bomba de resfriamento do gerador de gás inerte

ou pela bomba de serviços gerais. Ambas captam água das mesmas caixas de mar das bombas jockey.

O gás inerte 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 pressão positiva e evitar a entrada de ar (oxigênio) no interior dos tanques.

Uma parte da água do mar é injetada nos borrifadores para resfriamento e limpeza do gás inerte. O restante é usado para resfriar a câmara de combustão e pré-resfriar o gás no tubo central dos geradores. Essa água é bombeada pela bomba de resfriamento do gerador de gás inerte ou pela bomba de emergência / serviço do gerador de gás inerte.

Os principais equipamentos do sistema são:

Equipamento	Quantidade	Pressão de Projeto	PMTA	Potência	Vazão / Capacidade	Temperatura
Gerador de gás inerte	2	15 kPa	N.A.	N.A.	8.500 m³/h	40 °C
Soprador	2	27,2 kPa	N.A.	125 kW	9.690 m³/h	45 °C
Bomba de resfriamento	1	483 kPa	N.A.	110 kW	616 m³/h	29 °C
Tanque de Selagem	1	250 kPa	250 kPa	N.A.	8.500 m³/h	40 °C
Bomba de Selagem	2	350 kPa	N.A.	3.7 kW	5 m³/h	29 °C

A Bomba de serviços gerais está descrita no item 2.2.1.6

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 e drenagem dos tanques "voids". A capacidade dos tanques está descrita no item 2.3.1 e a movimentação entre os tanques, no item 2.3.2.b.

2.3 - SISTEMA DE TANCAGEM

2.3.1 - Tancagem

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

Fluido	Tanque	Capacidade (m ³)
	TQ-631101C (Cargo 01 C)	17.111

		TQ-631102C (Cargo 02 C)	17.073
		TQ-631103C (Cargo 03 C)	17.073
		TQ-631104C (Cargo 04 C)	34.146
		TQ-631105C (Cargo 05C)	17.057
		TQ-631106C (Cargo 06 C)	19.046
		TQ-631101 P/S (Cargo 01P/S)	2 x 10.256
		TQ-631102 P/S (Cargo 02P/S)	2 x 13.995
		TQ-631103 P/S (Cargo 03P/S)	2 x 14.009
		TQ-631104 P/S (Cargo 04P/S)	2 x 14.009
		TQ-631105 P/S (Cargo 06P/S)	2 x 14.009
		TQ-631106 P/S (Cargo 07P/S)	2 x 13.726
		TQ-631107 P/S (Cargo 08P/S)	2 x 9.931
	Lastro	TQ- Fore Peak (C)	9.650
		TQ- Fore Deep (C)	7.214
		TQ- 5 P/S	2 x 14.009
		TQ - 9 (P)	986
		TQ - 9 (S)	837
		TQ - 10 (P)	1.755
		TQ - 10 (S)	2.507
Óleo Diesel		TQ-513301 DIESEL O.STORAGE (P)	751
		TQ-513302 (decantação)	10
		TQ-GE-514002 EMERG. GENERATOR	20
		TQ-513303A (Distribuição)	70
		TQ-513303B (Distribuição)	70
Água Doce		TQ-512201A	217
		TQ-512201B	370
		AFT Peak (C)	827
		TQ-533611-Dirty Slop	2.788
		TQ-533612-Clean Slop	2.788

	TQ-533613 BILGE OIL (C)	105
	TQ-533614 SEP. BILGE OIL (S)	28
Utilidades	TQ-UB-542001-A Bomba Incêndio 1A	7,25
	TQ-UB-542001-B Bomba Incêndio 1B	7,25
	TQ-UB-542002 Bomba Incêndio 02	7,25
	TQ-GE-514001-A Turbogenerador A	15
	TQ-GE-514001-B Turbogenerador B	15
	TQ-GG-524101 Gerador Gás Inerte	20
	TQ-UC-513402-B Compressor de Ar de Partida	0,025

2.3.2 - Fluxo de Movimentação de Fluidos entre Tanques

O controle de nível, pressão e movimentação (válvulas) de todos os tanques da P-37 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 do FPSO e a ECOS.

O sistema de controle permite manobras das válvulas dos tanques, partida/parada remota de bombas, ventiladores e outros equipamentos, abertura/fechamento remoto das válvulas de lastro, esgoto, carga e limpeza, abertura/fechamento remoto dos "dampers", sequências automáticas de carregamento e descarregamento, intertravamento dos sistemas de gás inerte, hidráulicos, auxiliares, etc.

A movimentação de fluidos entre tanques é feita por meio de bombas e redes específicas, conforme descrição a seguir:

a) Óleo :

Após o processo de tratamento para separação, o óleo segue por dois "headers" para ser distribuído por gravidade entre os 20 tanques de carga, obedecendo a um plano de carga previamente elaborado.

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

b) Lastro :

Para a admissão e descarga de água do mar nos tanques de lastro são usadas válvulas operadas remotamente. Existe medição em tempo real do volume e altura de água existente nos tanques pela ECOS.

A movimentação de fluido entre tanques por gravidade, embora possível, é pouco utilizada devido à baixa vazão.

A unidade contém tanques de lastro descritos no item 2.3.1 e bombas de lastro descritas na tabela abaixo.

Este sistema só é utilizado extraordinariamente para manter a estabilidade e o controle de esforços da unidade, uma vez que o lastro principal da unidade é feito com a carga de óleo existente nos próprios tanques de carga.

O Sistema de Lastro da P-37 é totalmente segregado do sistema de óleo. Os principais equipamentos que compõem o sistema além dos tanques estruturais descritos no item 2.3.1 são:

Equipamento	Quantidade	Pressão de Projeto	Potência	Vazão
Bomba de Lastro principal	2	441 kPa	110 kW	700 m³
Bomba de Lastro	2	294 kPa	N.A	115 m³

A Bomba de serviços gerais já foi descrita no item 2.2.1.6

c) Óleo Diesel :

Do tanque de armazenamento o óleo é transferido para o tanque de decantação. Deste o diesel é enviado para a centrífuga, de onde é então transferido para os tanques de diesel limpo para alimentação dos motores.

A transferência de óleo entre o tanque de armazenamento e o tanque diário é feita manualmente ou remotamente através de bombas.

Durante esse processo existem alarmes de nível alto e nível baixo dos tanques.

O resíduo oleoso da centrífuga é direcionado ao tanque Slop Sujo.

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

d) Água Doce :

A água doce produzida ou recebida é armazenada em tanques estruturais situados na praça de máquinas, e posteriormente distribuída para os consumidores. A distribuição de água doce é feita através de duas bombas que aspiram dos tanques de água doce.

O detalhamento do sistema e as características dos principais equipamentos estão descrita no item 2.2.1.3.

e) Rejeitos :

As drenagens provenientes das águas pluviais de convés e planta são transferidas para o tanque Slop Sujo, juntamente com os resíduos dos bilges da praça de máquinas e casa de bombas. Após processo de decantação por gravidade o mesmo é transferido para o Slop Limpo, neste há novamente decantação por gravidade para posterior descarte ao mar.

O detalhamento do sistema e as características dos principais equipamentos estão descritas no item 2.2.1.6.

2.4 - SISTEMA DE SALVATAGEM

O Sistema de Salvatagem da P-37 é dimensionado de acordo com a NORMAM 01, sendo objeto de verificação da Marinha do Brasil.

A instalação é dotada dos seguintes equipamentos:

Item	Quant.	Características
Embarcação salva-vidas	04	Baleeiras com capacidade para 50 pessoas cada; Autonomia de 24h conforme NORMAM-05, Cap.3.
Bote de resgate	01	9 Pessoas
Balsa salva-vidas inflável	08	Capacidade para 25 pessoas cada
	01	Capacidade para 06 pessoas
Colete salva-vidas	457	- Quantitativo conforme NORMAM-01,

		Cap. 9, Seção IV, Anexo 9A. - Tipo Classe I conforme NORMAM-05, Cap. 3, Seção III.
Boia salva-vidas	14	Com luz sinalizadora
Boia salva-vidas	02	Com luz sinalizadora e fumaça
Boia salva-vidas	10	Com cabo de flutuação
Boia salva-vidas	08	Simples
Lançador de linha	04	
Kit de primeiros socorros	05	1 em cada baleeira + 1 na enfermaria
Foguete para-quedas	12	
EPIRB	01	
Radar Transponder	02	
Escada quebra-peito	03	Comprimento 25 m cada
Radio portátil para embarcação salva vidas	04	

Pontos de Encontro e de Abandono:

a) Os "Pontos de Encontro" são localizados em um ambiente seguro, distante da área de processo, com capacidade, 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 respectivas conforme especificações da NORMAM 01.

A localização dos "Pontos de Reunião" e das baleeiras são sempre informadas nas instruções de segurança por ocasião dos embarques.

2.5 - SISTEMA DE ANCORAGEM / POSICIONAMENTO

O sistema de ancoragem do FPSO P-37 é do tipo turret, composto de 8

âncoras em catenária livre, cada âncora constitui-se numa estrutura cilíndrica com 16 metros de comprimento e 5 metros de diâmetro, pesando 85 toneladas.

O sistema é composto de oito 8 linhas de amarração radiais, simetricamente espaçadas em 45 graus entre si. As linhas de amarração individuais consistem dos seguintes componentes:

- a) Amarra superior: 55 m de 105 mm Studlink Chain (OR+20%);
- b) Seção de cabo: 750 m de 102 mm Sheathed Spiral Stranded Wire;
- c) Amarra de fundo: 1050 m de 105 mm Studink Chain

A tabela abaixo resume as máximas condições ambientais consideradas para o projeto de ancoragem da P-37.

Condição Ambiental	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, seguindo a norma ABS-SPM (Singel point Mooring). 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				
ID_FEICAO	TIPO_FEICAO	NUM_VERTICE	LATITUDE	LONGITUDE
Ancora A-1	Ponto	1	-22:28:18,215	-40:05:58,932
Ancora A-2	Ponto	1	-22:28:22,919	-40:05:17,401

Ancora A-3	Ponto	1	-22:28:54,399	-40:04:52,873
Ancora A-4	Ponto	1	-22:29:32,673	-40:04:57,720
Ancora A-5	Ponto	1	-22:29:55,337	-40:05:31,737
Ancora A-6	Ponto	1	-22:29:49,889	-40:06:12,429
Ancora A-7	Ponto	1	-22:29:19,541	-40:06:37,419
Ancora A-8	Ponto	1	-22:28:41,502	-40:06:31,587

O anexo 1 apresenta o Diagrama de Ancoragem da instalação.

2.6 - SISTEMA DE SEGURANÇA, DETECÇÃO E COMBATE A INCÊNDIO

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 gera alarme na sala de controle e desencadeia as ações citadas no item 3.6.2.

Os tipos de detectores de fogo utilizados são:

- Plug Fusível (ADV): Instalados nas áreas externas de processo em uma rede pressurizada com ar de instrumento. O calor produzido pelo incêndio fundirá os fusíveis a uma temperatura entre 70 e 77°C, despressurizando o circuito de ar entre o plug e a ADV, acionando automaticamente esta válvula. Essas ADV's podem também ser acionadas no campo pelo operador, ou da sala de controle Central.

- Detectores de Calor de Temperatura fixa (T): Instalado em ambientes

fechados, onde as condições ambientais não permitem a utilização de detectores de fumaça. Como dentro dos invólucros dos turbogeradores e turbocompressores.

- **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 um incêndio baseado na existência de chamas (emissão de raios ultravioleta, e infravermelhos).

As principais zonas protegidas por detectores de fogo são:

Descrição das Principais Zonas protegidas por detectores de Fogo	T	S	F
Invólucros de TCs e TGs	x		x
Casa de Bombas	x		x
Praça de Máquinas	x	x	x
Casa Máquinas Guindastes		x	
Salas de Painéis/Baterias		x	
Acomodações/Escritórios	x	x	
Almoxarifados	x	x	
Área de Produtos Químicos - Convés			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 detector de gás gera alarme na sala de controle e pode iniciar ações de controle automáticas de acordo com a

criticidade do detector e sua respectiva lógica de votação.

As principais zonas protegidas por detectores de gás são:

Descrição Zonas protegidas por detectores de Gás	CH4	H2S	H2	CO2	CO
Zona 100*, 101*, 106*, 107, 108*, 109, 113, 201*, 206*, 209, 210*, 212*, 302, 304*, 500*, 601, 602*, 700, 702*, 751, 752, 754*, 901, 904, 950, 951, 953, 957, 1223, 5140, 5266, 001A*, 001B*, 001C*, 901A, 901B, 901C1, 901C2, 901D, 901E, 910A, 910B, 910D, 910E	X				
Zona 113					X
Zona 751				X	
Zona 210, 908, 911 e 914			X		
Zona 601 e 751		X			

OBS.: Nas zonas marcadas com " * " os sensores estão instalados na captação da ventilação dos ambientes, conforme detalhado a seguir:

Zona 100 - O detector está instalado fisicamente na entrada do duto de captação na zona 601.

Zona 101 - O detector está instalado fisicamente na entrada do duto de captação na zona 601;

Zona 106 - O detector está instalado fisicamente na entrada do duto de captação na zona 601;

Zona 108 - O detector está instalado fisicamente na entrada do duto de captação na zona 302;

Zona 201- O detector está instalado fisicamente na entrada do duto de captação na zona 601;

Zona 206 - O detector está instalado fisicamente na entrada do duto de captação na zona 302;

Zona 210 - O detector está instalado fisicamente na entrada do duto de captação na zona 302;

Zona 212 - O detector está instalado fisicamente na entrada do duto de captação na zona 302;

Zona 304 - O detector está instalado fisicamente na entrada do duto de captação na zona 601;

Zona 500 - O detector está instalado fisicamente na entrada do duto de captação na zona 601;

Zona 602 - O detector está instalado fisicamente na entrada do duto de captação na zona 601;

Zona 702 - O detector está instalado fisicamente na entrada do duto de captação na zona 700;

Zona 754 - O detector está instalado fisicamente na entrada do duto de captação na zona 755;

Zona 001A - O detector está instalado fisicamente na entrada do duto de captação na zona 540;

Zona 001B - O detector está instalado fisicamente na entrada do duto de captação na zona 540;

Zona 001C - O detector está instalado fisicamente na entrada do duto de captação na zona 540;

Detectores de CH₄:

Os detectores de CH₄ 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 (20% LII) gera um alarme na Sala de Controle. Adicionalmente, a ativação de dois detectores (60% LII) em uma mesma área 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 inicia a partida do(s) ventilador(es) reserva(s) de exaustão da sala de baterias. Adicionalmente, a ativação de dois detectores (15% LII) inibe a carga profunda das baterias.

- Detectores de H₂S:

Os detectores de H₂S estão instalados conforme tabela acima. 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. A ativação de um destes detectores (39 ppm) deverá gerar alarme na Sala de Controle Central, e a ativação de um destes detectores (95 ppm) deverá gerar alarme na Sala de Controle Central e desligar a tomada de ar próxima.

- Detectores de CO₂:

Os detectores estão instalados conforme tabela acima e o estudo de dispersão de gases. A ativação de um detector a 3900 ppmv/v deverá gerar alarme na Sala de Controle Central, e a ativação de dois detectores a 30000 ppmv/v deverá gerar alarme na Sala de Controle Central e na Unidade e Parada de

Emergência de nível 3 (ESD-3).

2.6.2 - Sistema de Alarme de Emergência

O sistema de alarme de emergência na plataforma é 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 aciona também a buzina do painel de controle de incêndio na sala de controle central. Estes sinais luminosos indicam a área envolvida.

2.6.3 - Sistema de Combate a Incêndio

O sistema de combate a incêndio é composto pelos seguintes sub-sistemas:

2.6.3.1 - Sistema de Combate a Incêndio por Água

A unidade é provida de 2 anéis de combate a incêndio, que são mantidos cheios com água salgada. Estes atendem todas as áreas externas e algumas áreas internas, fornecendo água para ADV's, hidrantes e canhões.

As bombas de pressurização (Jockey) de água salgada mantêm o anel de combate a incêndio por água salgada constantemente pressurizado a uma pressão aproximada de 1540 kPa. A abertura de qualquer ponto de consumo (ADV, Hidrante, Canhão, etc.) causa uma queda de pressão no sistema principal ativando os pressostatos de baixa pressão que monitoram a pressão/fluxo no sistema principal. A queda de pressão automaticamente ativa as bombas principais de combate a incêndio. As bombas também podem ser acionadas manualmente (No supervísório ou localmente).

A P-37 é provida de 3 unidades de bombeio, cada uma possui um tanque de óleo diesel com capacidade para 7,3 m³. São utilizadas 2 bombas em paralelo para combate a incêndio, ficando a terceira de reserva.

Os principais equipamentos do sistema são:

Equipamento	Quant.	Pressão de Projeto	Set PSV	Potência	Vazão / Capacidade

Bomba Principal (Diesel)	3	1.372 kPa	1540 kPa	587 kW	1.640 m³/h
Bomba Lift hidráulica	2	962 kPa	N.A	354 kW	1.640 m³/h
Bomba Jockey	2	1.540 kPa	N.A	30 kW	10 m³/h

- Rede de Hidrantes:

Os hidrantes são do tipo vertical, providos de duas saídas do tipo storz instalados em locais estratégicos. Ao lado de cada hidrante existe um armário, contendo equipamentos de combate a incêndio, como: mangueiras, chaves, esguicho, etc.

A localização e o tipo de hidrante são apresentados na tabela abaixo:

Hidrantes Localização	2 ½" X 2	1 ½" X 1
Praça Máquina	-	8
Casa de Bombas	1	-
Engine Casing	5	-
Fire Pumps/Lift Pumps	-	3
Main Deck	12	-
Process Plant	14	-
Turret	-	7
Proa	1	1
1st Bridge Deck	2	2
2st Bridge Deck	-	2
3st Bridge Deck	-	2
4st Bridge Deck	2	2
5st Bridge Deck	2	-

- Sistema de Combate a Incêndio por Dilúvio:

A finalidade desse sistema é resfriar o equipamento de alguma área onde detectado o incêndio, mantendo a integridade dos equipamentos e impedindo que o fogo se propague e se torne incontrolável.

Áreas cobertas pelo Sistema de Combate a Incêndio por Dilúvio:

Descrição

Skids A / B
Skids C / D
Skids E / F
Skids G / I
Convés Principal - Vante
Flare
Offloading
Turret (interno)
Turret (externo)

- Sistema Fixo de Combate a Incêndio por Espuma:

Anel de espuma está interligado ao anel principal e passa pelo sistema de geração de espuma antes de abastecer os canhões de combate a incêndio do convés e de popa (Heliponto).

A plataforma é equipada com canhões fixos de acionamento manual no local e canhões de acionamento manual no local e controle remoto da sala de controle central, que cobrem o convés principal e heliponto. Os canhões podem utilizar tanto espuma quanto água salgada para o combate.

Este sistema é formado pelos equipamentos listados abaixo:

Equipamento	Quant	Pressão de Projeto	Pressão de Operação	PMTA	Set PSV	Potência	Vazão/ Capacidade
Bombas de LGE	2	1.380 kPa	1.380 kPa	N.A	1.520 kPa	18.6 kW	18 m³/h
Tanque LGE	2	ATM	ATM	ATM	N.A	N.A	6 / 1 m³/h
Monitores Fixos Manuais	7	700 kPa	1.380 kPa²	N.A	N.A	N.A	227 m³/h
Monitores Fixos Remotos	10	700 kPa	1.380 kPa	N.A	N.A	N.A	284 m³/h

2.6.3.2 - Sistema Fixo de Combate a Incêndio por Gás Inerte

- Sistema com CO₂

Sistema fixo de combate a incêndio por CO₂ tem como objetivo detectar e extinguir o fogo através de inundação total do ambiente por gás. Isto ocorre, pois, o CO₂ desloca o oxigênio, diminuindo sua concentração no ambiente e

consequentemente extinguindo o fogo.

O sistema fixo de extinção de incêndio por CO₂ é composto por cilindros de armazenamento, válvula de abertura rápida, tubos coletores, acionadores e detectores. Possui um total de 378 cilindros de CO₂ que são divididos entre seus 9 sistemas autônomos:

- Sistema autônomo de baterias principal;
- Sistema autônomo localizado no Skid J;
- Sistema autônomo para atendimento a Sala Carregadores de Bateria (Z211) e Sala de Paineis do Casario (Z304);
- Sistema autônomo para o VSD do SSAO;
- Sistema autônomo para o HOOD dos TCs;
- Sistema autônomo para o HOOD dos TGs;
- Sistema autônomo para o HOOD do compressor Booster;
- Sistema autônomo para o Flare;
- Sistema autônomo da Cozinha;

Esses sistemas cobrem as seguintes áreas:

ZONA	ÁREA
106	SALA DE CONTROLE
112	PAIOL DE PINTURA
113	GERADOR DE GÁS INERTE
202	SALA DO TECOM
203	SALA DE RÁDIO
206	GERADOR DE EMERGÊNCIA
751	CASA DE BOMBAS
700	PRAÇA DE MAQUINAS
752	BOMBA DE INCÊNDIO B
755	BOMBA DE INCÊNDIO A
905	SALA DE TRAFOS - SKID J

906	SALA DE PAINEIS - SKID J
907	CARREGADORES BATERIA -SKID J
211	CARREGADORES DE BATERIA
304	SALA PAINEIS ELÉTRICOS
TGA	HOOD TGA
TGB	HOOD TGB
TCA	HOOD TCA
TCB	HOOD TCB
957	VSD SSAO
901C	HOOD COMPRESSOR BOOSTER
904	FLARE
201	COIFA DA COZINHA

2.6.3.3 - Equipamentos Portáteis de Extinção de Incêndio

A plataforma conta ainda com equipamentos portáteis de extinção de incêndio composto pelos seguintes equipamentos:

Descrição	Quant.	Capacidade(Kg)
Extintor de incêndio portátil de água	26	10 kg
Extintor de incêndio de pó químico seco	72	12 kg
Extintor de incêndio de pó químico seco	20	50 kg
Extintor de incêndio portátil de CO ₂	53	6 kg
Aplicador de espuma portátil	14	Acessório Hidrante

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
Proa BB (GD-1)	Principal 18 ton	Eletro-hidráulico com lança treliçada

Meia-nau BB (GD-2)	Principal 18 ton	Eletro-hidráulico com lança articulada
Popa BE (GD-3)	Principal 18 ton	Eletro-hidráulico com lança articulada

2.7.2 - Movimentação de Pessoal

A movimentação de pessoal é feita preferencialmente por via aérea. O FPSO P-37 possui um heliponto localizado na popa e homologado para aeronaves de até 12,8 ton.

A unidade também é provida de cesta para transporte de pessoas (via guindaste).

2.8 - SISTEMA DE COMUNICAÇÃO

O sistema principal de comunicação (voz e dados) é feito por link de radio.

2.8.1 - Sistema de Telefonia

Uma unidade PABX instalada no Compartimento de Telecomunicações e unidades de telefones distribuídas por várias salas e compartimentos da Unidade Marítima. Parte das unidades permite o uso de discagem externa, de acordo com a programação da central.

2.8.2 - Sistema de Endereçamento Público

O Sistema de comunicação interna da unidade marítima utiliza intercomunicadores distribuídos pela plataforma 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 e os comunicadores espalhados pela unidade (megafones). As informações públicas e as chamadas podem ser feitas através de estações de chamadas ou de telefones.

2.8.3 - Sistema de Comunicação de Rádio

Composto de um transceptor com canais de frequência de rádio para assessorar as atividades operacionais, movimentação de carga, segurança, salvatagem e comunicações entre o FPSO e estações costeiras/embarcações/aeronaves.

O sistema é subdividido em dois outros sistemas e é composto por 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
INMARSAT C (SISTEMA DE COMUNICAÇÃO SATÉLITE)	01	Sala de Rádio
Navtex	01	Sala de rádio
VHF FM	01	Sala de rádio
VHF DSC	02	Sala de rádio
MF/HF (Aeronático)	02	Sala de rádio
INMARSAT Telefone	01	Sala de rádio
UHF FM de Uso pessoal	Variável	Portátil
VHF FM de Uso pessoal	Variável	Portátil
VHF AM de Uso pessoal	Variável	Portátil
VHF FM	02	Mesa - Sala de Controle
UHF FM	03	Mesa - Sala de Controle

2.9 - SISTEMA DE GERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O sistema de geração principal compreende Turbogeneradores (TG), motogeneradores de emergência (MG) e conjuntos de baterias (UPS) para sistemas críticos.

Os Turbogeneradores possuem capacidade de 19,3 MW cada um, sendo um stand-by e outro operacional, suprindo todas as cargas do FPSO P-37.

A distribuição é feita através do barramento principal de 6.6 KV que alimenta barramentos secundários de 480 V.

O sistema de geração de emergência conta com 2 geradores diesel (DGE), que entram em operação automaticamente nos casos de falta da geração principal. Estes suprem apenas as cargas do barramento de emergência (essenciais para habitabilidade e segurança, além dos sistemas de

partida da unidade). Esse sistema possui estoque estratégico de diesel com autonomia superior a 24 horas, operando ambos os geradores. Este tanque está descrito no item 2.3.1.

Características dos principais equipamentos que compõem o sistema:

Equipamento	Quantidade	Potencia	Tensão	Frequência	Fases	Consumo Combustível	Eficiência
Turbo Gerador	2	19.300 KW	6.600 V	60 Hz	3	Gás / Diesel	96,5%
Moto Gerador Emergência	2	900 KW	480 V	60 Hz	3	Diesel	81,2%

Está em operação na unidade dois geradores com potência de 960 KW cada, pertencentes a empresa contratada.

A unidade ainda é provida de sistema de UPS (nobreaks estáticos), que garante o funcionamento de alguns sistemas vitais para segurança da plataforma que não podem sofrer interrupção em sua alimentação no intervalo entre a parada da geração principal e entrada da geração de emergência, tais como:

- Detecção de fogo e gás;
- Combate a incêndio por água e CO₂;
- Parada de emergência;
- Iluminação de emergência;
- Luzes de auxílio a navegação;
- Luzes de obstáculo aéreo;
- Telecomunicações e intercomunicadores;
- Alarme manual e automático visual e sonoro;
- Painel de controle do gerador de emergência;
- Painel de controle da bomba de incêndio;
- Equipamentos que compõem o sistema de controle e intertravamento;
- Equipamentos que compõem a ECOS;

O sistema de baterias é composto por bancos de baterias e seus respectivos carregadores/retificadores agrupados nos seguintes conjuntos:

Equipamento	Quantidade	Capacidade	Tensão
Carregador de baterias	20	N.A	480/220 V
Banco de baterias	12	125Ah/ 10h	24/120/125 V
Banco de baterias	02	685Ah/ 10h	24 V
Banco de baterias	04	100Ah/ 10h	120 V
Banco de baterias	02	150Ah/ 10h	48 V
Banco de baterias	01	300Ah/10 h	120V
Painel de Distribuição	10	N.A	24/48/120/125/220 V

3 - Descrição do Processo de Produção

3.1 - SISTEMA DE PRODUÇÃO

O sistema de produção do FPSO P-37 é composto pela unidade marítima (topside) e pela estrutura submarina, que contém poços produtores e injetores, linhas de fluxo e de controle (produção, injeção de gás, injeção de água e umbilicais de controle), equipamentos submarinos (ANM - Árvores de Natal Molhadas dos poços, SSAO- Sistema de Separação Submarina Água Óleo e Manifolds submarinos de produção Injeção). Na unidade marítima (topside), temos a planta de processamento de hidrocarbonetos e o sistema de armazenamento e transferência de óleo (offloading), realizadas através de navios aliviadores. A transferência de gás é realizada através de gasoduto que liga a P-37 à P-26, que, por sua vez, é interligada por gasoduto à plataforma P-35, depois PLEM Marlim, seguindo para PNA-1 até o continente. Nenhum poço é do reservatório do présal e HTHP.

No que se refere ao método de elevação, os poços produtores da unidade operam por gás lift.

Cada poço está provido da sua árvore de natal molhada (ANM), operada a partir da plataforma através de sistema de controle hidráulico ou eletro-hidráulico (no caso de poços interligados e Manifolds/SSAO).

As linhas submarinas entre as árvores de natal molhadas (ANM) e a plataforma são independentes, conectadas diretamente à unidade (poços satélites) ou interligados a um dos 3 manifolds submarinos. A unidade possui 15 poços com válvula do tipo DSSS e 1 poço sem DSSS.

Cada linha de produção ou gas-lift possui sua SDV (Válvula de "Shutdown") na superfície para isolar a Plataforma dos poços quando houver condições anormais de processo ou por comando manual local ou remoto (supervisório ECOS na Sala de controle).

Após a chegada à superfície e a passagem pelas SDV's, os fluxos dos poços são agrupados no manifold de produção concentrando-os em 3 Headers (Produção "A", Produção "B" ou "Teste").

3.1.1 - Controle e Segurança dos Poços

As ANMs são equipamentos compostos por um conjunto de válvulas e

acessórios, que têm as seguintes funções:

- Permitir o fechamento seguro dos poços
- 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.
- Permitir a passagem de sinal elétrico de sensores de temperatura e pressão (PDG), instalados na parte inferior da coluna de produção, para a UEP.
- Fornecer sinal elétrico de sensores de temperatura e pressão (TPT), instalados na própria ANM, para a plataforma.

As ANM's são constituídas de válvulas de proteção primárias hidráulicas, válvula mestra (Master) e válvula lateral (Wing), que objetivam o controle e segurança do poço, tanto para a produção quanto para o acesso ao anular. Adicionalmente, existe uma ou duas válvula (s) de interligação da produção ao anular do poço, e válvulas de acesso à coluna e anular para intervenções por sonda.

As válvulas são do tipo gaveta, com sistema de fechamento seguro em caso de falha. As válvulas de pistoneio de produção e anular, somente podem ser operadas pela sonda de completação ou em override por ROV, com bitola de chave específica.

As válvulas mestras e laterais, de produção e anular, e as válvula de interligação, são acionadas pela plataforma de produção através de umbilical hidráulico ou eletro-hidráulico nos manifolds/SSAO, e são fechadas na ausência de pressão hidráulica. Possuem também sistema de override por ROV em caso de falha total do sistema hidráulico.

As principais características dos elementos de proteção primária e secundária são:

Elementos de Controle e Segurança	Diâmetro Nominal	Pressão operação	Pressão projeto	Tipo

Subsurface Safety Valve	3,68" a 3,81" (ID)	280 kgf/cm ²	351,5 kgf/cm ²	Flap
Master/Wing Valve - Produção	4 1/16"	50 a 100 kgf/cm ²	351,5 kgf/cm ²	Gaveta
Master/Wing Valve - Anular	2 1/16"	160 a 200 kgf/cm ²	351,5 kgf/cm ²	Gaveta

A válvula de segurança de subsuperfície, DHSV, consiste num dispositivo de segurança posicionado na coluna de produção, que possibilita o fechamento da mesma, cessando o fluxo de óleo e/ou gás caso algum sério problema ou falha tenha ocorrido com os equipamentos de segurança de superfície.

As DHSVs operam com classe de pressão de 5.000 psi.

As DHSVs 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. Sua atuação é motivada pelo acionamento do sistema de emergência, (ESD-4) ou acionamento manual do operador.

3.1.2 - Sistema de Injeção

a) Gás lift :

A injeção de gás é o método de elevação artificial de óleo utilizado na unidade de forma a maximizar a produção de hidrocarbonetos. Consiste da injeção contínua de parte do gás comprimido nos turbocompressores a uma pressão em torno de 175 kgf/cm² nas colunas dos poços produtores por meio das VGL's (Válvula de gas-lift). O gás comprimido é direcionado para o header de gas-lift, que o distribui para as linhas de gas-lift dos poços, até suas ANM's. A partir destas, o gás desce pelo anular até a VGL.

Sua vazão varia em função das características do poço, sendo frequentemente ajustada de forma a maximizar a produção de hidrocarbonetos. É injetado Sequestrante de H₂S nas linhas de gaslift, de forma prover proteção contra corrosão das colunas de produção desde suas VGLs, protegendo todos os equipamentos dos poços, linhas submarinas e planta de processamento.

Os principais componentes do sistema são:

- PV's de controle de pressão do header de gas-lift;
- Header de gas-lift;

- Header de Kick-off;
- Estação de medição de vazão, temperatura e pressão para cada poço; Válvula controladora de vazão para cada poço.

b) Água :

A injeção de água é o método para manutenção da pressão no reservatório. A água é captada nas caixas de mar, passa nos permutadores do sistema de resfriamento. Parte dela é bombeada pelas bombas da desaeradora para os filtros de injeção, e na sequência o oxigênio dissolvido é retirado na desaeradora, para evitar o desenvolvimento de micro-organismos e diminuir a corrosividade natural da água do mar.

A água filtrada e desaerada é injetada nos poços por meio de bombas que alimentam os poços satélite de injeção e os manifolds de injeção, que por sua vez distribuem a água pelos poços de injeção interligados a eles.

Os principais equipamentos que compõem o sistema estão descritos na tabela abaixo:

Equipamento	Quantidade	Vazão	Pressão de Projeto	PMTA	Set PSV
Desaeradora	01	1.333 m³/h	343 kPa	352 kgf/cm²	343 kPa
Bomba de Injeção de água	04	445 m³/h	150 kgf/cm²	N.A	N.A
Filtro de Água de Injecao	04	445 m³/h	10,1 kgf/cm²	11.2 kgf/cm²	9,0 kgf/cm²
Bombas Desaeradora	04	476 m³/h	8,8 kgf/cm²	N.A	N.A

c) Sistema de Separação Submarina Água e Óleo (SSAO) :

O SSAO é um protótipo de um nova tecnologia de separação água-óleo instalado em P-37. Trata-se de equipamento submarino que recebe a produção do poço MRL-141 e realizar a separação de parte da água, reinjetando-a, no poço injetor o MRL-211.

O MRL-141 continua utilizando gas-lift como método de elevação. A produção do poço (óleo, gás, água e sólidos) passa pelo seguinte processo:

Removedor de areia/sólidos ("multi phase desander") e em seguida por um separador gás-líquido do tipo harpa. O líquido, que contém ainda algum gás seguirá por uma tubulação de grande diâmetro ("pipe-separator") para promover a decantação entre as fases líquidas (água-óleo). Ao final da tubulação temos um vaso separador.

A fase oleosa é misturada ao gás separado na harpa e ao rejeito de areia/sólidos separados no desander, seguindo para a P-37.

A água separada segue para um segundo removedor de areia ("desander") e em seguida para duas baterias de hidrociclones em série para especificação do TOG (Teor de óleos e Graxas). A água especificada é enviada para a bomba de reinjeção e finalmente para o poço injetor.

Os rejeitos sólidos e oleosos dos hidrociclones serão misturados a corrente de óleo e gás para a P-37. Há uma linha de desvio ("by-pass") do sistema completo que permite produzir o MRL-141 direto para P-37, isolando o SSAO, que neste caso fica preservado com MEG (Monoetilenoglicol).

3.2 - SISTEMA DE PROCESSAMENTO DE OLEO

A partir do Manifold de Superfície, o óleo escoar através de dois coletores de produção e um coletor de teste para seu respectivo trem de produção "A", "B" ou Teste.

O alinhamento para os trens de Produção "A" e "B" é feito de forma a distribuir as vazões, buscando maximizar produção em cada trem. O alinhamento para o trem de teste tem a finalidade de segregar o poço, para permitir seu teste de vazão e coleta de amostras.

A planta de processo do FPSO P-37 é baseada em separadores horizontais (produção e atmosférico) e desidratadores eletrostáticos. A planta possui dois trens de produção, cada um contendo sequencialmente os permutadores (pré-aquecedores e aquecedores de óleo), separador de produção, tratador de óleo, pré-aquecedor e separador atmosférico (surge). Todos os permutadores acima podem ser isolados e a produção mantida por meio de linha de by-pass.

Os separadores de produção são responsáveis pela remoção de água

livre e gás do óleo. É injetado preventor de espuma para evitar arraste de líquido pelo gás nos separadores e inibidor de incrustação de forma a impedir que a água livre deposite incrustação.

A desestabilização de emulsões ocorre principalmente nos desidratadores eletrostáticos (TOs), pela ação do calor (fornecido nos Aquecedores de Produção e Pré-Aquecedores). É ainda injetado produto químico tipo desemulsificante a montante dos separadores a fim de auxiliar na desestabilização da emulsão. O óleo enquadrado em BSW (água e sedimentos) sai dos TOs, sendo resfriado nos Pré-Aquecedores pela corrente de óleo de entrada. O óleo é então estabilizado nos Separadores Atmosféricos (onde são removidos traços de gás) em seguida bombeado para os tanques de carga para armazenamento, para posterior transferência (offloading).

A planta de produção possui ainda um trem de teste, que consiste de Separador de Teste precedido também por um Aquecedor. Este separador gás/líquido é utilizado nas operações de abertura ou verificação de vazão de um poço específico.

Os principais equipamentos do sistema são:

EQUIPAMENTO	Quantidade	TIPO	CAPACIDADE
Aquecedor de produção	08	Casco e tubo	$8,6 \times 10^6$ W
Aquecedor de teste	01	Casco e tubo	$7,96 \times 10^6$ W
Separador de Produção	02	Horizontal	13.000 m³/dia
Separador de Teste	01	Horizontal	2.382 m³/dia
Tratador de Óleo	02	Desidratador Eletrostático	12.500 m³/dia
Separador Atmosférico	02	Horizontal	12.000 m³/dia
Pré-aquecedor água-óleo	04	Placas	$7,4 \times 10^6$ W
Pré-aquecedor óleo-óleo	04	Placas	$3,1 \times 10^6$ W

As pressões de operação do sistema de processamento são ajustadas em função do melhor desempenho dos compressores e da maximização da produção. Por isso, sofrem variações. Elas são balizadas pela pressão de projeto que, por sua vez, é referência para a pressão de abertura das válvulas de segurança (PSV's).

Equipamento	Volume	Temp.	Pressão			
			Projeto	Operação	Set PSV	PMTA
Pré-aquecedor água-óleo	4,0 m³	102 °C	1.760 kPa	1.275 / 980 kPa	1.755 kPa	1.760 kPa
Pré-aquecedor óleo-óleo	3,8 m³	120 °C	1.760 kPa	1.422 / 351 kPa	1.755 kPa	1760 kPa
Aquecedor	7,1 m³	120 / 210 °C	1.760 / 1862 kPa	1.026 / 1745 kPa	1.657 kPa	1.760 / 1.862 kPa
Separador de Produção	155,6 m³	120 °C	1.320 kPa	879 kPa	1.323 kPa	1.369 kPa
Tratador de Óleo	296,2 m³	120 °C	1.319 kPa	879 kPa	1.333 kPa	1.402 kPa
Separador Atmosférico	93,3 m³	120 °C	343 kPa	16,4 kPa	343 kPa	475 kPa
Separador de teste	45,2 m³	120 °C	1.320 kPa	879 kPa	1.323 kPa	2.118 kPa
Aquecedor de teste	5,4 m³	120 / 210 °C	1.470 / 1.862 kPa	1.140 / 1.745 kPa	1.461 kPa	1.470 / 1.862 kPa

3.3 - SISTEMA DE PROCESSAMENTO DE GAS

O processamento do gás consiste na compressão e desidratação do gás separado. Temos dois circuitos de compressão: De baixa pressão e de alta pressão.

No circuito de baixa pressão, o gás separado nos separadores atmosféricos, juntamente com o gás que sai da desaeradora (tratamento de água para injeção) é enviado ao sistema de compressão auxiliar (booster). Neste o gás é resfriado visando remoção de condensado e na sequencia comprimido até a pressão de separação. Por fim, esta corrente de gás é direcionada para o circuito de compressão de alta.

No circuito de compressão de alta pressão, o gás retirado dos separadores de produção, somado ao gás oriundo do compressor booster e do separador de teste é direcionado ao vaso de gás-separado, responsável pelo controle de pressão do sistema de separação. Deste vaso, o gás é encaminhado para um dos dois turbocompressores para elevação de sua pressão.

Os turbo-compressores são compostos de 3 estágios cada. Antes de cada

estágio de compressão, trocadores de calor (coolers) resfriam o gás e os vasos depuradores coletam o condensado gerado no resfriamento. Cada resfriador é protegido por injeção de inibidor de corrosão.

Após o terceiro estágio de compressão, o gás é resfriado e enviado para a unidade de absorção à base de TEG (trietileno glicol - substância com caráter hidrófilo) que remove a umidade do gás, condicionando o mesmo para escoar a baixas temperaturas. O TEG circula em circuito fechado, passando pela unidade de regeneração de TEG. O gás desidratado é enviado para o Gas-lift, e o excesso é exportado para a P-26.

Os principais equipamentos que compõem o sistema estão descritos na tabela abaixo:

Equipamento	Qtde.	Volume (m³)	Pressão			
			Projeto	Operação	Set PSV	PMTA
Vaso de Gás Separador	01	32,8 m³	13,5 kgf/cm²	8 kgf/cm²	13,3 kgf/cm²	13,5 kgf/cm²
Resfriador de Booster	01	0,82 m³	1034 kPa	108 kPa	344 kPa	1034 kPa
Vaso Separador de Booster	01	22,8 m³	780 kPa	108 kPa	344 kPa	786 kPa
Compressor	02	N.A	205 kgf/cm²	176,8 kgf/cm²	202,9 kgf/cm²	N.A
Compressor Booster	01	N.A	980 kPa	882 kPa	1206 kPa	N.A
Torre de desidratação	01	17,4 m³	197,2 kgf/cm²	179,2 kgf/cm²	197,2 kgf/cm²	206 kgf/cm²

3.4 - SISTEMA DE EXPORTAÇÃO DO OLEO E GAS

O escoamento do óleo produzido pelo FPSO P-37 é feito por meio de navios aliviadores. A operação de transferência é feita através de mangote flexível de 20" de diâmetro e comprimento de 360 metros.

Os principais equipamentos do sistema de exportação de óleo são:

Equipamento	Quant	Potência	Pressão de Projeto	PMTA	Set PSV	Vazão de Projeto
Bomba Exportação	03	1.700 kW	1.323 kPa	N.A	N.A	3.125 m³/h

O gás comprimido não consumido na unidade é exportado através de um gasoduto flexível de 8,4 polegadas com 8.778 metros do FPSO P-37 até a plataforma P-26, que por sua vez é interligada a malha de escoamento de gás do campo de Marlim. O gás é então enviado para o gasoduto de Marlim para a plataforma PNA-1, que por sua vez envia esse gás para terra.

Equipamento / Trecho	Pressão de Projeto	Pressão de Operação	Vazão de projeto
Gasoduto Flexível (FPSO -PLET-MRL-09A)	190 kgf/cm ²	170 kgf/cm ²	1.300.000 Nm ³ /d
Gasoduto Rígido entre PLETS	190 kgf/cm ²	180 kgf/cm ²	1.300.000 Nm ³ /d
Gasoduto Flexível (FPSO -PLET-MRL-09A)	190 kgf/cm ²	150 kgf/cm ²	1.300.000 Nm ³ /d

3.5 - SISTEMA DE GAS COMBUSTIVEL

Parte do gás natural exportado é desviado e submetido a um condicionamento visando especificá-lo de acordo com os requisitos do combustível para as turbinas quanto ao ponto de orvalho, pressão e temperatura.

É necessário ajustar o seu ponto de orvalho, de forma que não ocorra condensação nas linhas de alimentação das turbo-máquinas, o que prejudicaria a performance desses equipamentos.

O ponto de orvalho do gás combustível é especificado em 17°C. O gás é fornecido em duas especificações: alta pressão (4.021 kPa e 44°C) e baixa pressão (344 kPa a 24°C).

Os principais consumidores de gás combustível de alta pressão são as turbomáquinas. O gás de baixa pressão é fornecido para a desaeradora (tratamento de água para injeção), regeneradora de TEG e para os pilotos e purga do flare.

As pressões de operação do sistema de gás combustível são ajustadas em função do melhor desempenho dos equipamentos de acordo com a produção no momento. Por isso, sofrem variações. Elas são balizadas pela pressão de projeto que, por sua vez, é referência para a pressão de abertura das válvulas

de segurança (vide tabela abaixo).

Equipamento	Qtde.	Cap/ Volume	Pressão			
			Projeto	Operação	Abertura das válvulas de segurança	PMTA
Pré-Aquecedor	02	510 kW	1.863 kPa (casco) 19.338 kPa (tubo)	1.746 kPa (casco) 17.580 kPa (tubo)	1.844 kPa (casco) 19.329 kPa (tubo)	1.863 kPa (casco) 19.338 kPa (tubo)
Vaso depurador	01	697.147 m³/d	4.586 kPa	3.988 kPa	4.677 kPa	4.902 kPa
Permutador Gás- Gás	01	520 kW	4.590 kPa (casco) 9.473 kPa (tubo)	3.988 kPa (casco) 8.235kPa (tubo)	4.363 kPa (casco) 9.120 kPa (tubo)	4.590 kPa (casco) 9.473 kPa (tubo)

3.6 - SISTEMA DE AUTOMAÇÃO, CONTROLE E PARADA DE EMERGENCIA

3.6.1 - Sistema de Automação e Controle

Os sistemas de automação e controle da planta de processo, facilidades, elétrica e embarcação são gerenciado por CLPS (Controladores lógicos programáveis). Estes reúnem as informações fornecidas pelos diversos sensores instalados na planta, realizam o processamento baseado em suas configurações lógicas e parâmetros, emitindo ações de resposta para os diversos sistemas de controle, alarme e segurança da unidade. Grande parte dos parâmetros utilizados nos CLPs são ajustáveis. Estes são inseridos no sistema e monitorados pela Estação Central de Operação e Supervisão - ECOS. A ECOS permite o monitoramento e controle da produção offshore na Sala de Controle Central. As telas do supervisório descrevem as plantas de processo, utilidades e embarcação, contendo informações em tempo real do estado da unidade e variáveis de processo. O Programa Supervisório da ECOS fornece uma Interface de Homem-Máquina (MMI) para processos/utilidades, sistemas elétricos, controle de lastro e tancagem e segurança de toda a instalação.

Os sistemas principais desta arquitetura para aquisição e controle de dados e funções de intertravamento estão listados a seguir:

- **ECOS - Estação Central de Operação e Supervisão:** Recurso de

hardware/software especializado na visualização de dados de campo em um formato satisfatório, deixando para outros sistemas a obrigação de coletar os dados. Este sistema permite monitoramento e operação da unidade por meio de comandos que atuam dispositivos.

- **CIS - Sistema de Controle e Intertravamento:** Baseia-se na utilização de Controladores Lógicos Programáveis (PLCs) para execução de funções de controle e intertravamento automático. É constituído pelos Controladores Lógicos Programáveis (PLC's) principais, localizados na Sala de Controle Central, e painéis remotos (espalhados pela UEP) aos quais estão interligados os sensores, que adquirem os dados de processo e os dispositivos finais que executam as ações.

- **PAS - Sistema de Automação de Pacotes:** O PAS refere-se às unidades autônomas do processo/embarcação que dispõem de Painéis Locais (PLC's próprios) e são interligadas ao Sistema de Automação via rede de comunicação de dados.

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 todos os níveis, estão ligados à sala de controle, onde a tomada de decisão sobre os procedimentos passam pela matriz de causa e efeito que vai disparar as ações de respostas para os equipamentos da planta, em todos os níveis.

O sistema de 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): ESD2 mais fechamento das válvulas das ANMs, sendo mantido o fornecimento de energia elétrica principal.
 - ESD-3T (Total): ESD2 mais fechamento das válvulas das ANMs, não sendo mantido o fornecimento 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 e de emergência, sistema de alerta de navegação e sistema de baterias. É iniciado manualmente através dos pontos de alerta manual.

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 16 poços de produção, 14 poços injetores, PLET (Pipeline End Terminal) e gasoduto flexível de exportação de gás para a P-26 com 8" de diâmetro. A unidade não recebe produção de nenhuma outra instalação.

Cada poço de produção possui um conjunto (bundle) de três linhas, sendo uma de produção, uma de injeção de gas-lift (acesso ao anular do poço) e umbilical de controle. Cada poço de injeção de água possui um conjunto com duas linhas flexíveis, sendo uma de injeção e outra do umbilical de controle. Todas as linhas são flexíveis e possuem diâmetros internos que variam de 2,5 a 11,3". São fabricadas em camadas de diferentes matérias e dimensões para atender os requisitos de cada aplicação. Cada uma dessas camadas é projetada para resistir á combinação de esforços durante a instalação e operação, tais como pressão hidrostática externa, pressão interna do fluido, compressão radial dos sistemas de instalação e tração. Estas linhas conectam os poços produtores e injetores com os manifolds submarinos e com o FPSO P-37. São basicamente de dois tipos: Estáticas ou Flowlines (que ficam assentadas no fundo do mar) e Dinâmicas ou Risers (que fazem a conexão dos flowlines com o FPSO P-37).

O umbilical consiste em um conjunto de mangueiras e cabos elétricos, integradas em uma única linha para transmitir suprimentos hidráulicos de alta pressão (para as válvulas de segurança), baixa pressão (para as demais válvulas das ANMs), produtos químicos (injetados nos equipamentos subsea) e cabos elétricos (sinais de operação/monitoração dos equipamentos).

As linhas de produção dos poços, de gas-lift e a linha de exportação de gás são equipadas com válvulas de bloqueio automático do tipo SDV na superfície. Em casos de anormalidades essas válvulas fecham conforme procedimentos de parada de emergência descrito no item 3.6.

O PLET é um equipamento constituído de uma estrutura de assentamento no leito marinho, sistema de conexão vertical, válvula hidráulica e válvula de retenção. O controle das suas operações é feito através de um umbilical hidráulico ligado a plataforma. Sua utilização possibilita a manutenção do trecho

horizontal (flowline) do gasoduto de exportação e do riser de maneira independente. As válvulas do PLET impedem o retorno do gás em caso de rompimento do riser.

A produção de óleo armazenada nos tanques é exportada através de navios aliviadores.

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-37**

Anexo 8

Capacity Plan

da plataforma P-37





Anexo 9

FISPQ dos Produtos Químicos



FISPQ - Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos em acordo com a NBR-14725-4

CLARIANT**BIOTREAT 4682**

Página : 1 / 12

Código do Produto : 000000422365

Data da última revisão : 26.06.2015

Versão : 1 - 2 / BR

Data da impressão : 31.03.2017

1 Identificação

Nome da substância ou mistura (nome comercial)
BIOTREAT 4682

Código interno de identificação do produto
nº Material : 241225
Código do Produto : 000000422365

Principais usos recomendados para a substância ou mistura
Tipo de utilização : Biocida

Nome da empresa / Endereço
CLARIANT S/A
Av.d.Nacoes Unidas, 18001-Sto.Amaro
04795-900 Sao Paulo - SP
Telefone : +55 11 5683 7233

Informação sobre a substância / mistura
BU Oil & Mining Services
Product Stewardship
E-mail : SDS.LATAM@clariant.com

Telefone para emergências : +55 11 47 47 47 41 (24 h)

2 Identificação de perigos**Classificação da substância ou mistura**

O produto é classificado e rotulado em acordo com o Sistema Globalmente Harmonizado (GHS) e NBR 14725-2 e 14725-3.

Classe de perigo	Categoria de perigo	Frase H
Toxicidade aguda	Categoria 3	Tóxico se ingerido.
Toxicidade aguda	Categoria 3	Tóxico em contato com a pele.
Corrosão/irritação da pele	Categoria 1B	Provoca queimadura severa à pele e dano aos olhos.
Lesões oculares graves/irritação ocular	Categoria 1	Provoca lesões oculares graves.
Sensibilização da pele	Categoria 1	Pode provocar reações alérgicas na pele.
Toxicidade à reprodução	Categoria 1	Pode prejudicar o feto.
Toxicidade aguda em meio aquático	Categoria 2	Muito tóxico para os organismos aquáticos.
Toxicidade crônica em meio aquático	Categoria 2	Muito tóxico para os organismos aquáticos, com efeitos prolongados.

Elementos de rotulagem do GHS, incluindo as frases de precaução

FISPQ - Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos em acordo com a NBR-14725-4

CLARIANT**BIOTREAT 4682**

Página : 2 / 12

Código do Produto : 000000422365

Data da última revisão : 26.06.2015

Versão : 1 - 2 / BR

Data da impressão : 31.03.2017

O produto é classificado e rotulado em acordo com o Sistema Globalmente Harmonizado (GHS) e NBR 14725-2 e 14725-3.

Nome do símbolo**Palavra(s) de advertência**

Perigo

Frases de perigo

H301 + H311

H317

H314

H360D

H400

Tóxico se ingerido ou em contato com a pele.
Pode provocar reações alérgicas na pele.
Provoca queimadura severa à pele e dano aos olhos.
Pode prejudicar o feto.
Muito tóxico para os organismos aquáticos.

Frases de precaução

P201

P273

P280

P302 + P352

P304 + P340

P305 + P351 + P338

P308

P310

P403

P501

Obtenha instruções específicas antes da utilização.
Evite a liberação para o meio ambiente.
Use proteção para os olhos/ proteção para o rosto.
EM CASO DE CONTATO COM A PELE: Lave com água e sabão em abundância.
EM CASO DE INALAÇÃO: Remova a pessoa para local ventilado e a mantenha em repouso numa posição que não dificulte a respiração.
EM CASO DE CONTATO COM OS OLHOS: Enxágue cuidadosamente com água durante vários minutos. No caso de uso de lentes de contato, remova-as, se for fácil. Continue enxaguando.
EM CASO DE exposição ou suspeita de exposição: Contate imediatamente um CENTRO DE INFORMAÇÃO TOXICOLÓGICA ou um médico.
Armazene em local bem ventilado.
Descarte o conteúdo/ recipiente em uma estação de incineração aprovada.

3 Composição e informações sobre os ingredientes**Natureza do Produto: Mistura****Nome químico ou comum / Natureza química**

Biocida a base de Sulfato de Tetrakis(Hidroximetil)Fosfônio

Ingredientes ou impurezas que contribuam para o perigo**Nome químico ou comum**

Sulfato de Tetra-kis(Hidroximetil)Fosfônico (2:1)

FISPQ - Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos em acordo com a NBR-14725-4

CLARIANT**BIOTREAT 4682**

Página : 3 / 12

Código do Produto : 000000422365

Data da última revisão : 26.06.2015

Versão : 1 - 2 / BR

Data da impressão : 31.03.2017

n° CAS: 55566-30-8
Número EINECS: 259-709-0
Concentração ou faixa de concentração: >= 40 - <= 80 %

Sistema de classificação utilizado: Classificação NBR 14725-2 (GHS)

Classe de perigo	Categoria	Frases de perigo
Toxicidade aguda	Categoria 3	H331
Toxicidade aguda	Categoria 4	H302
Lesões oculares graves	Categoria 1	H318
Sensibilização da pele	Categoria 1A	H317
Toxicidade à reprodução	Categoria 2	H361d
Toxicidade aguda em meio aquático	Categoria 1	H400
Toxicidade crônica em meio aquático	Categoria 1	H410

Os textos das frases de perigo estão descritas na seção 16.

4 Medidas de primeiros-socorros**Medidas de primeiros-socorros**

Retire imediatamente toda a roupa contaminada.

Inalação

Se inalado transportar para o ar fresco. Consulte o médico se aparecer ou persistirem sintomas irritativos.

Contato com a pele

EM CASO DE CONTATO COM A PELE: Lave com água e sabão em abundância.
Se a irritação da pele persistir, chamar o médico.

Contato com os olhos

Lavar imediatamente com bastante água durante pelo menos 15 minutos.
Consultar um médico.

Ingestão

EM CASO DE INGESTÃO:
Lave a boca com água corrente.
Chamar imediatamente um médico.

Sintomas e efeitos mais importantes, agudos ou tardios**Sintomas**

Os seguintes sintomas podem aparecer:
Lacrimejamento

Notas para o médico

FISPQ - Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos em acordo com a NBR-14725-4

CLARIANT 

BIOTREAT 4682

Página : 4 / 12

Código do Produto : 000000422365

Data da última revisão : 26.06.2015

Versão : 1 - 2 / BR

Data da impressão : 31.03.2017

Tratamento

Tratar de acordo com os sintomas.

5 Medidas de combate a incêndio

Meios de extinção

Meios de extinção apropriados

Espuma
Pó seco
Dióxido de carbono (CO₂)
Jato de aspersão de água

Perigos específicos da substância ou mistura

No caso de incêndio produtos de decomposição perigosos podem ser produzidos, tais como:
Gases/vapores venenosos
Óxidos de carbono
Óxidos de fósforo
Óxidos de enxofre

Medidas de proteção da equipe de combate a incêndio

Aparelho de respiração autônomo

6 Medidas de controle para derramamento ou vazamento

Precauções pessoais, equipamento de proteção e procedimentos de emergência

Para o pessoal do serviço de emergência

Evitar o contato com a pele e os olhos.
Usar Equipamento de Proteção Individual. Pessoas sem proteção devem ser mantidas afastadas.

Precauções ao meio ambiente

Não permitir que produto vazado penetre no solo nem escoe para cursos d'água (rede de esgoto, por exemplo)

Métodos e materiais para a contenção e limpeza

Métodos para limpeza

Impregnar com material absorvente inerte (por exemplo: areia, sílica gel, ligante ácido, ligante universal, serragem).
Recolher mecanicamente. Enxaguar o restante com água.

Diferenças na ação de grandes e pequenos vazamentos

Nenhuma recomendação adicional.

Procedimentos de emergência e sistemas de alarme

Avaliar o cenário para assegurar que a equipe pode atuar com segurança.

FISPQ - Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos em acordo com a NBR-14725-4

CLARIANT 

BIOTREAT 4682

Página : 5 / 12

Código do Produto : 000000422365

Data da última revisão : 26.06.2015

Versão : 1 - 2 / BR

Data da impressão : 31.03.2017

Recomendações adicionais

Não despejar os resíduos no esgoto.
Informações para manuseio seguro: veja Capítulo 7.
Para a proteção individual, consultar a seção 8.
Informações para disposição: veja Capítulo 13.

7 Manuseio e armazenamento

Precauções para o manuseio seguro

Medidas técnicas apropriadas

Prevenção de incêndio e explosão

Manter afastado de fontes de ignição.
Obedecer as normas gerais de prevenção de incêndio em unidades.

Precauções e orientações para manuseio seguro

Evitar formação de aerossol.
Assegurar ventilação adequada.
Evitar o contato com a pele, olhos e vestuário.

Medidas de higiene (apropriadas / inapropriadas)

Não comer, beber ou fumar durante o uso.
Retire imediatamente toda a roupa contaminada e lave-a antes de usa-la novamente.
Adotar as medidas normais de precaução no manuseio de produtos químicos.

Condições de armazenamento seguro, incluindo qualquer incompatibilidade

Medidas técnicas (condições adequadas/condições que devem ser evitadas) / Materiais para embalagens (recomendados / inadequados)

Não há incompatibilidade química conhecida para material de embalagem. Armazenar em embalagens homologadas de acordo com a NBR11564.

Recomendações para a armazenagem conjunta

Não estocar junto com oxidantes fortes.
Não estocar junto com Soluções Alcalinas.

Informações adicionais para condições de armazenagem

Guardar o recipiente hermeticamente fechado em local seco e bem ventilado.
Manipular e abrir o recipiente com prudência.

8 Controle de exposição e proteção individual

Parâmetros de controle

Limites de exposição ocupacional / Indicadores biológicos:

Valores limite de exposição não estão disponíveis

Valores DNEL / DMEL

Valores DNEL / DMEL não estão disponíveis.

FISPQ - Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos em acordo com a NBR-14725-4

CLARIANT**BIOTREAT 4682****Página : 6 / 12**

Código do Produto : 000000422365

Data da última revisão : 26.06.2015

Versão : 1 - 2 / BR

Data da impressão : 31.03.2017

Medidas de proteção pessoal**Proteção dos olhos / face :** Óculos de proteção com proteção laterais.**Proteção da pele :****Proteção das mãos :** Luvas de borracha
Luvas de neoprene
Luvas descartáveis de PVC**Proteção do corpo :** Usar vestuário de proteção adequado.
avental de PVC
Botas de PVC - dependendo da operação, considerar o uso
de Botas de PVC com biqueira de aço.**Proteção respiratória :** Proteção respiratória em caso de exaustão insuficiente ou em
demorada exposição.
Máscara semi-facial
Filtro B (gases e vapores inorgânicos), conforme norma DIN
EN 141**9 Propriedades físicas e químicas****Aspecto (estado físico, forma, cor)****Forma :** Líquido
Cor : amarelo-claro**Odor :** característico**pH :** ca. 3,1 (25 °C, 10 g/l)
Método : ASTM E 70**Ponto de fusão / ponto de congelamento :****Ponto de congelamento :** < -30 °C
Método : ASTM D 2386**Ponto de ebulição inicial e faixa de temperatura de ebulição :****Ponto de ebulição :** ca. 76 °C
Método : Diretriz de Teste de OECD 103**Ponto de fulgor :** > 95 °C**Limite inferior / superior de inflamabilidade ou explosividade****Limite inferior de
explosividade :** Não aplicável para líquidos com Ponto de Inflamação > 70°C.**Limite superior de
explosividade :** Não aplicável para líquidos com Ponto de Inflamação > 70°C.

FISPQ - Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos em acordo com a NBR-14725-4

CLARIANT^E

BIOTREAT 4682

Página : 7 / 12

Código do Produto : 000000422365

Data da última revisão : 26.06.2015

Versão : 1 - 2 / BR

Data da impressão : 31.03.2017

Pressão de vapor :

não testado.

Densidade de vapor relativa ao ar :

não testado.

Densidade :

cerca 1,3206 g/cm³ (20 °C)
Método : Diretriz de Teste de OECD 109

Solubilidade

Solubilidade em água :

> 1.000 g/l (20 °C)
Método : Diretriz de Teste de OECD 105
completamente solúvel

Coeficiente de partição – n- octanol/água (log p_{OW}) :

Esta propriedade não é aplicável à misturas.

Temperatura de auto-ignição :

Não aplicável para líquidos com Ponto de Inflamação > 70°C.

Temperatura de decomposição :

Estável em condições normais.

Viscosidade

Viscosidade (dinâmica) : ca. 256 mPa.s (23 °C)

Viscosidade (cinemática) ca. 193,9 mm²/s
:
Método : calculado

10 Estabilidade e reatividade

Reatividade

Consultar seção "Possibilidade de reações perigosas".

Estabilidade química

Estável em condições normais.

Possibilidade de reações perigosas

Reações com Alcalis fortes e oxidantes.

FISPQ - Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos em acordo com a NBR-14725-4

CLARIANT**BIOTREAT 4682**

Página : 8 / 12

Código do Produto : 000000422365

Data da última revisão : 26.06.2015

Versão : 1 - 2 / BR

Data da impressão : 31.03.2017

Produtos perigosos da decomposição

Monóxido de carbono
Dióxido de carbono (CO₂)
Óxidos de enxofre
Óxidos de fósforo
Formaldeído
Triidreto de fósforo (fosfina)
Compostos orgânicos de Fósforo.
Hidrogênio

11 Informações toxicológicas**Informação relacionada com o próprio produto:**

Toxicidade oral aguda :	DL50 ca. 255 - 261 mg/kg Método : Avaliado em acordo com os critérios do GHS (Sistema Globalmente Harmonizado).
Toxicidade aguda por inalação :	CL50 ca. 0,59 mg/l (4 h) Método : Avaliado em acordo com os critérios do GHS (Sistema Globalmente Harmonizado).
Toxicidade dérmica aguda :	Sem dado disponível. Não foi encontrado dado de Toxicidade Dérmica Aguda na literatura especializada.
Corrosão / irritação da pele :	Corrosivo Método : Avaliado em acordo com os critérios do GHS (Sistema Globalmente Harmonizado).
Lesões oculares graves / irritação ocular :	Corrosivo Método : Avaliado em acordo com os critérios do GHS (Sistema Globalmente Harmonizado).
Sensibilização respiratória ou da pele :	Provoca sensibilização. Método : Avaliado em acordo com os critérios do GHS (Sistema Globalmente Harmonizado).

Efeitos específicos/Principais sintomas :

Não conhecido.

Substâncias que podem causar (Interação, Aditivos, Potenciação, Sinergia) :

Não são conhecidos perigos adicionais.

Observações

O produto não foi testado. A informação é derivada das características dos componentes individuais.

12 Informações ecológicas**Efeitos ambientais, comportamentos e impactos do produto**

FISPQ - Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos em acordo com a NBR-14725-4

CLARIANT**BIOTREAT 4682**

Página : 9 / 12

Código do Produto : 000000422365

Data da última revisão : 26.06.2015

Versão : 1 - 2 / BR

Data da impressão : 31.03.2017

Ecotoxicidade**Informação relacionada com o próprio produto:**

Toxicidade aquática para peixes : CL50 ca. 0,78 - 7,8 mg/l (96 h)
Método : Avaliado em acordo com os critérios do GHS (Sistema Globalmente Harmonizado).

Toxicidade aquática para crustáceos : CE50 0,15 - 0,18 mg/l (48 h)
Método : Avaliado em acordo com os critérios do GHS (Sistema Globalmente Harmonizado).

Persistência e degradabilidade :**Informação relacionada com o próprio produto:**

Biodegradabilidade : Não rapidamente biodegradável.
Método : Dados dos componentes

Potencial bioacumulativo**Mobilidade no solo:****Informação relacionada com o próprio produto:**

Transporte e distribuição entre compartimentos ambientais : não disponível

Outros efeitos adversos**Informação relacionada com o próprio produto:**

Comportamento nos ecossistemas :
dados não disponíveis

Observações ecotoxicológicas adicionais

O produto não foi testado. A informação é derivada das características dos componentes individuais.

13 Considerações sobre destinação final**Métodos recomendados para destinação final****Produto / Restos de produto**

Deve ser incinerado em instalação de incineração adequada pelas autoridades competentes.

FISPQ - Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos em acordo com a NBR-14725-4

CLARIANT**BIOTREAT 4682**

Página : 10 / 12

Código do Produto : 000000422365

Data da última revisão : 26.06.2015

Versão : 1 - 2 / BR

Data da impressão : 31.03.2017

Embalagem usada

As embalagens contaminadas devem ser consideradas resíduos e como tal deverão ser dispostas ou tratadas para reutilização / reciclagem em acordo com as normas locais vigentes, em instalações aprovadas pelas autoridades ambientais pertinentes. Os resíduos gerados devido ao tratamento das embalagens deverão ser processados de tal maneira a evitar a contaminação do meio ambiente.

14 Informações sobre transporte**Terrestre (ferrovias, rodovias) - ANTT:**

nº ONU: UN 2922
Nome Adequado para LÍQUIDO CORROSIVO, TÓXICO, N.E.
Embarque:
Indutor(es) de Risco: Isodecil Éter Propil Amina
Sulfato de Tetraquis Hidroximetil Fosfônio
Classe: 8
Risco Primário: 8
Risco Secundário: 6.1
Número de perigo: 86
Grupo de embalagem: II
Observação: Transporte permitido

Hidroviário (marítimo, fluvial, lacustre) - IMDG:

nº ONU: UN 2922
Nome Adequado para LÍQUIDO CORROSIVO, TÓXICO, N.E.
Embarque:
Indutor(es) de Risco: Isodecil Éter Propil Amina
Sulfato de Tetraquis Hidroximetil Fosfônio
Indutor de Risco / Poluente Isodecil Éter Propil Amina
Marinho:
Classe: 8
Risco Primário: 8
Risco Secundário: 6.1
Grupo de embalagem: II
Observação: Transporte permitido
Poluente Marinho: Poluente Marinho
EmS : F-A S-B

Aéreo - ANAC:

Número da ONU: UN 2922
Nome Adequado para LÍQUIDO CORROSIVO, TÓXICO, N.E.
Embarque:
Indutor(es) de Risco: Isodecil Éter Propil Amina
Sulfato de Tetraquis Hidroximetil Fosfônio
Classe: 8
Risco Primário: 8
Risco Secundário: 6.1
Grupo de embalagem: II
Observação: Transporte permitido

15 Informações sobre regulamentações

FISPQ - Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos em acordo com a NBR-14725-4

CLARIANT**BIOTREAT 4682**

Página : 11 / 12

Código do Produto : 000000422365

Data da última revisão : 26.06.2015

Versão : 1 - 2 / BR

Data da impressão : 31.03.2017

Regulamentações específicas de segurança, saúde e meio ambiente para o produto químico

dados não disponíveis

16 Outras informações

Informações importantes, mas não especificamente descritas nas seções anteriores

Observar as normas legais locais e nacionais.

Lista de texto de advertências de perigo segundo a seção 3 (frases H) :

H302	Nocivo se ingerido.
H317	Pode provocar reações alérgicas na pele.
H318	Provoca lesões oculares graves.
H331	Tóxico se inalado.
H361d	Suspeita-se que prejudique o feto.
H400	Muito tóxico para os organismos aquáticos.
H410	Muito tóxico para os organismos aquáticos, com efeitos prolongados.

Legendas e abreviaturas

ADN	Acordo Europeu relativo ao transporte internacional de mercadorias perigosas por via navegável
ADR	Acordo Europeu relativo ao transporte internacional de mercadorias perigosas por estrada
ANTT	Agência Nacional de Transporte Terrestre
ANAC	Agência Nacional de Aviação Civil
AOX	Ligações orgânicas com halogênios absorvíveis
CAS	Chemical Abstract Service
DMEL	Nível derivado de exposição com efeitos mínimos (substâncias genotóxicas)
DNEL	Nível derivado de exposição sem efeitos derivados
CE50	Média da Concentração com Máxima Eficácia
GHS	Sistema Globalmente Harmonizado
IATA	Associação Internacional de Transporte Aéreo
IMDG	Código Marítimo Internacional para o Transporte de Produtos Perigosos (Código IMDG)
CL50	Concentração letal 50%
DL50	Dose letal 50%
MARPOL	Convenção Internacional para a prevenção de poluição por navios
NOAEC	Concentração sem efeito adverso observado
NOAEL	Nível de efeito adverso não observado
NOEC	Concentração sem efeitos observáveis
OEL	Limite de Exposição Ocupacional
PEC	Concentração previsível no ambiente
PNEC	Concentração previsível sem efeitos
RID	Transporte Ferroviário Internacional de Produtos Perigosos

FISPQ - Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos em acordo com a NBR-14725-4



BIOTREAT 4682

Página : 12 / 12

Código do Produto : 000000422365

Data da última revisão : 26.06.2015

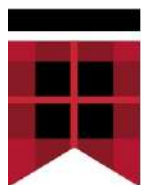
Versão : 1 - 2 / BR

Data da impressão : 31.03.2017

Esta informação corresponde ao nosso atual estágio de conhecimento e pretende fornecer uma descrição geral de nossos produtos e suas possíveis aplicações quanto aos requisitos de segurança. A Clariant não fornece nenhuma garantia, explícita ou implícita, da precisão, adequação, isenção de defeitos e não assume quaisquer responsabilidades sobre qualquer utilização destas informações. O usuário é responsável por assegurar que os produtos Clariant estejam adequados à sua aplicação específica.

Nada incluso nestas informações renuncia qualquer item presente nos Termos Gerais e Condições de Venda da Clariant a não ser que acordado por escrito.

Todo direito a propriedade intelectual / industrial existente deve ser observado. Devido a possíveis alterações em nossos produtos assim como nos regulamentos e leis nacionais e internacionais aplicáveis, a condição de nosso produto pode vir a sofrer alteração. A Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos (FISPQ) fornece precauções de segurança as quais devem ser observadas quando do manuseio ou armazenagem de produtos Clariant. Estes documentos estão disponíveis sob solicitação e são fornecidos em acordo com as respectivas legislações. Antes do manuseio dos nossos produtos, deve-se obter a versão revisada da FISPQ. Para informações adicionais, por favor contate a Clariant.



FICHA DE INFORMAÇÕES DE SEGURANÇA DE PRODUTOS QUÍMICOS

Produto: OCEANIC HW 525 P

Revisão: 02

Data: 30/06/2016

Página: 1/ 9

1 - IDENTIFICAÇÃO

Nome do produto (nome comercial): OCEANIC HW 525 P

Código interno de identificação do produto: OFS100001

Principais usos recomendados para substância ou mistura: Fluido Offshore.

Nome da empresa: ANION QUÍMICA INDUSTRIAL S.A.

Endereço: Rua Eli Valter Cesar, 110, CEP: 06612-130, São Paulo - SP - Brasil

Telefone para contato: +55 11 4789 8585

Telefone para emergências: Suatrans COTEC 0800 707 7022 / 0800 172 020

E-mail: fispq@anion.com.br

2 - IDENTIFICAÇÃO DE PERIGOS

Classificação de perigo do produto químico: Toxicidade aguda - Oral - Categoria 4

Lesões oculares graves/irritação ocular - Categoria 2A

Sistema de classificação utilizado: Norma ABNT-NBR 14725-2:2009 - versão corrigida 2:2010.

Sistema Globalmente Harmonizado para a Classificação e Rotulagem de Produtos Químicos, ONU.

Outros perigos que não resultam em uma classificação: O produto não possui outros perigos.

Elementos apropriados da rotulagem

Pictogramas:



Palavra de advertência: ATENÇÃO

Frases de perigo: H302 Nocivo se ingerido.

H319 Provoca irritação ocular grave.

FICHA DE INFORMAÇÕES DE SEGURANÇA DE PRODUTOS QUÍMICOS

Produto: OCEANIC HW 525 P

Revisão: 02

Data: 30/06/2016

Página: 2/ 9

Frases de precaução: P264 Lave as mãos cuidadosamente após manuseio.
P280 Use luvas de proteção, roupa de proteção, proteção ocular e proteção facial.
P501 Descarte o conteúdo e o recipiente em conformidade com as regulamentações locais.

3 - COMPOSIÇÃO E INFORMAÇÕES SOBRE OS INGREDIENTES**MISTURA**

Ingredientes ou impurezas que contribuem para o perigo:

Etileno glicol (CAS 107-21-1): 20,0000 - 30,0000%
2-butóxietanol (CAS 111-76-2): 1,6000 - 2,4000%

4 - MEDIDAS DE PRIMEIROS-SOCORROS

Inalação: Remova a vítima para local ventilado e a mantenha em repouso numa posição que não dificulte a respiração. Caso sinta indisposição, contate um CENTRO DE INFORMAÇÃO TOXICOLÓGICA ou um médico. Leve esta FISPQ.

Contato com a pele: Lave a pele exposta com quantidade suficiente de água para remoção do material. Remova e isole roupas e sapatos contaminados. Em caso de irritação cutânea: Consulte um médico. Leve esta FISPQ.

Contato com os olhos: Enxágue cuidadosamente com água durante vários minutos. No caso de uso de lentes de contato, remova-as, se for fácil. Continue enxaguando. Caso a irritação ocular persista: consulte um médico. Leve esta FISPQ.

Ingestão: Não induza o vômito. Nunca forneça algo por via oral a uma pessoa inconsciente. Lave a boca da vítima com água em abundância. Caso sinta indisposição, contate um CENTRO DE INFORMAÇÃO TOXICOLÓGICA ou um médico. Leve esta FISPQ.

Sintomas e efeitos mais importantes, agudos e tardios: Nocivo se ingerido. Provoca irritação aos olhos com vermelhidão e dor.

Notas para o médico: Evite contato com o produto ao socorrer a vítima. Se necessário, o tratamento sintomático deve compreender, sobretudo, medidas de suporte como correção de distúrbios hidroeletrólíticos, metabólicos, além de assistência respiratória. Em caso de contato com a pele não friccione o local atingido.

5 - MEDIDAS DE COMBATE A INCÊNDIO

Meios de extinção: Apropriados: Compatível com espuma, neblina d'água, pó químico e dióxido de carbono (CO₂).
Não recomendados: Jatos de água de forma direta.

FICHA DE INFORMAÇÕES DE SEGURANÇA DE PRODUTOS QUÍMICOS

Produto: OCEANIC HW 525 P

Revisão: 02

Data: 30/06/2016

Página: 3/ 9

Perigos específicos da mistura ou substância:	A combustão do produto químico ou de sua embalagem pode formar gases irritantes e tóxicos como monóxido e dióxido de carbono. Os vapores podem ser mais densos que o ar e tendem a se acumular em áreas baixas ou confinadas, como bueiros e porões. Os contêineres podem explodir se aquecidos.
Medidas de proteção da equipe de combate a incêndio:	Utilizar equipamento de proteção respiratória do tipo autônomo (SCBA) com pressão positiva e vestuário protetor completo. Contêineres e tanques envolvidos no incêndio devem ser resfriados com neblina d'água.

6 - MEDIDAS DE CONTROLE PARA DERRAMAMENTO OU VAZAMENTO**Precauções pessoais**

Para o pessoal que não faz parte dos serviços de emergência: Não fume. Evite contato com o produto. Caso necessário, utilize equipamento de proteção individual conforme descrito na seção 8.

Para o pessoal de serviço de emergência: Isole o vazamento de fontes de ignição preventivamente. Luvas de proteção adequadas. Sapatos fechados e vestimenta de proteção adequada. Óculos de proteção.

Precauções ao meio ambiente: Evite que o produto derramado atinja cursos d'água e rede de esgotos.

Método e materiais para a contenção e limpeza: Utilize névoa de água ou espuma supressora de vapor para reduzir a dispersão dos vapores. Utilize barreiras naturais ou de contenção de derrame. Colete o produto derramado e coloque em recipientes próprios. Adsorva o produto remanescente, com areia seca, terra, vermiculite, ou qualquer outro material inerte. Coloque o material adsorvido em recipientes apropriados e remova-os para local seguro. Utilize ferramentas que não provoquem faíscas para recolher o material absorvido. Para destinação final, proceda conforme a Seção 13 desta FISPQ.

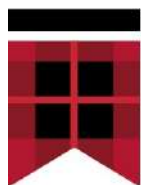
Diferenças na ação de grandes e pequenos vazamentos: Não há distinção entre as ações de grandes e pequenos vazamentos para este produto.

7 - MANUSEIO E ARMAZENAMENTO**Medidas técnicas apropriadas para o manuseio**

Precauções para manuseio seguro: Manuseie em uma área ventilada ou com sistema geral de ventilação/exaustão local. Evite formação de vapores e névoas. Caso necessário, utilize equipamento de proteção individual conforme descrito na seção 8.

Medidas de higiene: Lave as mãos e o rosto cuidadosamente após o manuseio e antes de comer, beber, fumar ou ir ao banheiro.

Condições de armazenamento seguro, incluindo qualquer incompatibilidade



FICHA DE INFORMAÇÕES DE SEGURANÇA DE PRODUTOS QUÍMICOS

Produto: OCEANIC HW 525 P

Revisão: 02

Data: 30/06/2016

Página: 4/ 9

Prevenção de incêndio e explosão: Não é esperado que o produto apresente perigo de incêndio ou explosão.

Condições adequadas: Armazene em local bem ventilado e longe da luz solar. Mantenha o recipiente fechado. Manter armazenado em temperatura ambiente que não exceda 48.9°C. Não é necessária adição de estabilizantes e antioxidantes para garantir a durabilidade do produto.

Materiais adequados para embalagem: Semelhante à embalagem original.

Materiais inadequados para embalagem: Não são conhecidos materiais inadequados para este produto.

8 - CONTROLE DE EXPOSIÇÃO E PROTEÇÃO INDIVIDUAL

Parâmetros de controle

Limites de exposição ocupacional: -Etileno glicol:
TLV - C (ACGIH, 2015): 100 mg/m³ (H).
-2-butóxi etanol:
LT (NR-15, 1978): 39 ppm*
TLV - TWA (ACGIH, 2015): 20 ppm
(H) Apenas aerossol.
([skin]: Potential for dermal absorption.)
* Absorção também pela pele.

Indicadores biológicos: -2-butóxi etanol:
BEI (ACGIH, 2015): Ácido butoxiacético (BAA) na urina (final da jornada): 200 mg/g creatinina

Outros limites e valores: -2-butóxi etanol:
IDLH (NIOSH - 2010): 700 ppm

Medidas de controle de engenharia: Promova ventilação mecânica e sistema de exaustão direta para o meio exterior. Estas medidas auxiliam na redução da exposição ao produto. Manter as concentrações atmosféricas, dos constituintes do produto, abaixo dos limites de exposição ocupacional indicados.

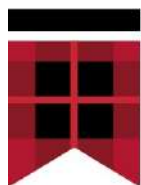
Medidas de proteção pessoal

Proteção dos olhos/face: Óculos de proteção.

Proteção da pele e do corpo: Sapatos fechados e vestimenta de proteção adequada. Luvas de proteção adequadas.

Proteção respiratória: Uma avaliação de risco deve ser realizada para adequada definição da proteção respiratória tendo em vista as condições de uso do produto. Siga orientação do Programa de Prevenção Respiratória (PPR), Fundacentro.

Perigos térmicos: Não apresenta perigos térmicos.



FICHA DE INFORMAÇÕES DE SEGURANÇA DE PRODUTOS QUÍMICOS

Produto: OCEANIC HW 525 P

Revisão: 02

Data: 30/06/2016

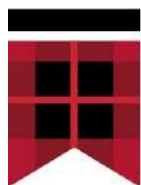
Página: 5/ 9

9 - PROPRIEDADES FÍSICAS E QUÍMICAS

Aspecto (estado físico, forma e cor):	Líquido verde/azul
Odor e limite de odor:	suave, pode apresentar odor de amônia
pH:	9,2
Ponto de fusão/ponto de congelamento:	-14°C
Ponto de ebulição inicial e faixa de temperatura de ebulição:	> 100°C
Ponto de fulgor:	> 100°C (vaso fechado)
Taxa de evaporação:	Não disponível.
Inflamabilidade (sólido; gás):	Não aplicável.
Limite inferior/superior de inflamabilidade ou explosividade:	Não disponível.
Pressão de vapor:	2,3 kPa
Densidade de vapor:	Não disponível
Densidade relativa:	Não disponível
Solubilidade(s):	Miscível em água.
Coefficiente de partição - n-octanol/água:	Não disponível.
Temperatura de autoignição:	Não disponível.
Temperatura de decomposição:	Não disponível.
Viscosidade:	Não disponível.
Outras informações:	Densidade absoluta: 1,039 g/cm ³ . % VOC: 25,0%

10 - ESTABILIDADE E REATIVIDADE

Estabilidade e reatividade:	Produto estável em condições normais de temperatura e pressão. Não há dados disponíveis de testes específicos relacionados com a reatividade para este produto ou dos seus ingredientes.
Possibilidade de reações perigosas:	Em condições normais de armazenamento e utilização, não são esperadas reações perigosas.
Condições a serem evitadas:	Temperaturas elevadas. Fonte de ignição e contato com materiais incompatíveis. Contato com materiais incompatíveis.



FICHA DE INFORMAÇÕES DE SEGURANÇA DE PRODUTOS QUÍMICOS

Produto: OCEANIC HW 525 P

Revisão: 02

Data: 30/06/2016

Página: 6/ 9

Materiais incompatíveis: Agentes oxidantes.
Produtos perigosos da decomposição: A decomposição térmica pode produzir monóxido e/ou dióxido de carbono.

11 - INFORMAÇÕES TOXICOLÓGICAS

Toxicidade aguda: Nocivo se ingerido.
Estimativa de Toxicidade Aguda da mistura (ETAm)
ETAm (oral): > 5000 mg/kg
ETAm (dérmica): > 5000 mg/kg
ETAm (inalação, 4h): > 20 mg/L

Corrosão/irritação à pele: Não classificado para corrosão/irritação à pele.

Lesões oculares graves/irritação ocular: Provoca irritação ocular grave com vermelhidão e dor.

Sensibilização respiratória ou à pele: Não é esperado que o produto provoque sensibilização respiratória ou à pele.

Mutagenicidade em células germinativas: Não é esperado que o produto apresente mutagenicidade em células germinativas.

Carcinogenicidade: Não é esperado que o produto apresente carcinogenicidade.

Toxicidade à reprodução: Não é esperado que o produto apresente toxicidade à reprodução.

Toxicidade para órgãos-alvo específicos - exposição única: Não é esperado que o produto apresente toxicidade ao órgão-alvo específico por exposição única.

Toxicidade para órgãos-alvo específicos - exposição repetida: Não é esperado que o produto apresente toxicidade ao órgão-alvo específico por exposição repetida.

Perigo por aspiração: Não é esperado que o produto apresente perigo por aspiração.

12 - INFORMAÇÕES ECOLÓGICAS

Efeitos ambientais, comportamento e impactos do produto

Ecotoxicidade: Não é esperado que o produto apresente ecotoxicidade.
-Oceanic HW 525 P:
CENO (*Lytechinus Variegatus*, 24 - 48h): 7,81 ppm
CEO (*Lytechinus Variegatus*, 24 - 48h): 15,62 ppm
CL₅₀ (*Mysidopsis Juniae*, 96h): 15,99 ppm

Persistência e degradabilidade: O produto não apresenta persistência e é considerado rapidamente degradável.
-Etilenoglicol:
Esta matéria-prima não apresenta persistência e é considerada rapidamente degradável.

FICHA DE INFORMAÇÕES DE SEGURANÇA DE PRODUTOS QUÍMICOS

Produto: OCEANIC HW 525 P

Revisão: 02

Data: 30/06/2016

Página: 7/ 9

	Taxa de degradação: 90% em 10 dias.
Potencial bioacumulativo:	Apresenta baixo potencial bioacumulativo em organismos aquáticos. Informação referente ao: -2-butóxietanol: log K _{ow} : 0,830
Mobilidade no solo:	Não determinada.
Outros efeitos adversos:	Não são conhecidos outros efeitos ambientais para este produto.

13 - CONSIDERAÇÕES SOBRE DESTINAÇÃO FINAL**Métodos recomendados para destinação final**

Produto:	O tratamento e a disposição devem ser avaliados especificamente para cada produto. Devem ser consultadas legislações federais, estaduais e municipais, dentre estas: Lei nº 12.305, de 02 de agosto de 2010 (Política Nacional de Resíduos Sólidos).
Restos de produtos:	Manter restos do produto em suas embalagens originais e devidamente fechadas. O descarte deve ser realizado conforme o estabelecido para o produto.
Embalagem usada:	Não reutilize embalagens vazias. Estas podem conter restos do produto e devem ser mantidas fechadas e encaminhadas para descarte apropriado conforme estabelecido para o produto.

14 - INFORMAÇÕES SOBRE TRANSPORTE**Regulamentações nacionais e internacionais**

Terrestre:	Resolução nº 420 de 12 de Fevereiro de 2004 da Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT), <i>Aprova as Instruções Complementares ao Regulamento do Transporte Terrestre de Produtos Perigosos e suas modificações.</i>
Hidroviário:	DPC - Diretoria de Portos e Costas (Transporte em águas brasileiras) Normas de Autoridade Marítima (NORMAM) NORMAM 01/DPC: Embarcações Empregadas na Navegação em Mar Aberto NORMAM 02/DPC: Embarcações Empregadas na Navegação Interior IMO - "International Maritime Organization" (Organização Marítima Internacional) <i>International Maritime Dangerous Goods Code (IMDG Code).</i>
Aéreo:	ANAC - Agência Nacional de Aviação Civil - Resolução nº 129 de 8 de dezembro de 2009. RBAC Nº 175 - (REGULAMENTO BRASILEIRO DA AVIAÇÃO CIVIL) - TRANSPORTE DE ARTIGOS PERIGOSOS EM AERONAVES CIVIS. IS Nº 175-001 - INSTRUÇÃO SUPLEMENTAR - IS ICAO - "International Civil Aviation Organization" (Organização da Aviação Civil Internacional) - Doc 9284-NA/905 IATA - "International Air Transport Association" (Associação Internacional de Transporte Aéreo) <i>Dangerous Goods Regulation (DGR).</i>

FICHA DE INFORMAÇÕES DE SEGURANÇA DE PRODUTOS QUÍMICOS

Produto: OCEANIC HW 525 P

Revisão: 02

Data: 30/06/2016

Página: 8/ 9

Número ONU:	Não classificado como perigoso para o transporte nos diferentes modais.
Medidas e condições específicas de precaução:	Quantidade Reportável: 8187.85 Litros. Para quantidades menores que QR: Não classificado como perigoso para o transporte. Para quantidades iguais ou maiores que QR: Número ONU: 3082 Nome Adequado para Embarque: SUBSTÂNCIA QUE APRESENTA RISCO PARA O MEIO AMBIENTE, LÍQUIDA, NE. Classe/subclasse de risco principal e subsidiário: 9 Número de Risco: 90 Grupo de Embalagem: III

15 - INFORMAÇÕES SOBRE REGULAMENTAÇÕES

Regulamentações específicas para o produto químico:	Decreto Federal nº 2.657, de 3 de julho de 1998; Norma ABNT-NBR 14725:2014; Portaria nº 229, de 24 de maio de 2011 - Altera a Norma Regulamentadora nº 26.

16 - OUTRAS INFORMAÇÕES**Informações importantes, mas não especificamente descritas às seções anteriores:**

Esta FISPQ foi elaborada com base nos atuais conhecimentos sobre o manuseio apropriado do produto e sob as condições normais de uso, de acordo com a aplicação especificada na embalagem. Qualquer outra forma de utilização do produto que envolva a sua combinação com outros materiais, além de formas de uso diversas daquelas indicadas, são de responsabilidade do usuário. Adverte-se que o manuseio de qualquer substância química requer o conhecimento prévio de seus perigos pelo usuário. No local de trabalho cabe à empresa usuária do produto promover o treinamento de seus colaboradores quanto aos possíveis riscos advindos da exposição ao produto químico.

FISPQ elaborada em Junho de 2016.

Classificação de perigo do produto químico:	Saúde: 1 Inflamabilidade: 1 Instabilidade: 0

Sistema de classificação utilizado:	National Fire Protection Association: NFPA 704.

FICHA DE INFORMAÇÕES DE SEGURANÇA DE PRODUTOS QUÍMICOS

Produto: OCEANIC HW 525 P

Revisão: 02

Data: 30/06/2016

Página: 9/ 9

Diagrama de Hommel:



Legendas e abreviaturas:

ACGIH - *American Conference of Governmental Industrial Hygienists*

BEI - *Biological Exposure Index*

C - *Ceiling*

CAS - *Chemical Abstracts Service*

CL₅₀ - *Concentração Letal 50%*

IDLH - *Immediately Dangerous to Life or Health*

LT - *Limite de tolerância*

NIOSH - *National Institute for Occupational Safety and Health*

NR - *Norma Regulamentadora*

ONU - *Organização das Nações Unidas*

TLV - *Threshold Limit Value*

TWA - *Time Weighted Average*

VOC - *Volatile Organic Compound*

Referências bibliográficas:

BRASIL. MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO (MTE). Norma Regulamentadora (NR) nº15: Atividades e operações insalubres. Brasília, DF. Jun. 1978.

BRASIL. MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO (MTE). Norma Regulamentadora (NR) nº7: Programa de controle médico de saúde ocupacional. Brasília, DF. Jun. 1978.

ECHA-EUROPEAN CHEMICAL AGENCY. Disponível em: < <http://echa.europa.eu/web/guest> > . Acesso em: jun. 2016.

GESTIS - GESTIS SUBSTANCE DATABASE. Disponível em: <

http://gestis-en.itrust.de/nxt/gateway.dll/gestis_en/000000.xml?f=templatesfn=default.htm3.0 > . Acesso em: jun. 2016.

Globally Harmonized System of Classification and Labelling of Chemicals (GHS). 5. rev. ed. New York: United Nations, 2013.

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. *ECOSAR - Ecological Structure-Activity Relationships*.

Versão 1.11. Disponível em: < <http://www.epa.gov/oppt/newchemicals/tools/21ecosar.htm> > . Acesso em: jun. 2016.

FICHA DE INFORMAÇÕES DE SEGURANÇA DE PRODUTOS QUIMICOS



Transaqua DW

Seção 1. Identificação do produto e da empresa

Identificador GHS do produto Transaqua DW
SDS # 457369
Código do produto 457369-BR01

Usos relevantes identificados da substância ou mistura e usos desaconselhados

Uso do produto Fluido Hidráulico
Para aplicações específicas do produto, consulte a Ficha Técnica ou contate um representante da empresa.

Fornecedor Castrol Brasil Ltda.
Avenida Itaóca 2400 - Inhaúma
21061-020 - Rio de Janeiro -RJ - Brasil
Telefone: 55 21 25987222
+55 0 8000 265544 (24 h)

INFORMAÇÕES DE EMERGÊNCIA / VAZAMENTOS:

Endereço de E-mail bpcares@bp.com

Seção 2. Identificação de perigos

Classificação da substância ou mistura TOXICIDADE AGUDA (oral) - Categoria 5
TOXICIDADE PARA ÓRGÃOS-ALVO ESPECÍFICOS – EXPOSIÇÃO REPETIDA -
Categoria 2

Elementos GHS do rótulo

Pictogramas de perigo



Palavra de advertência

Atenção

Frases de perigo

Pode ser prejudicial se engolido.

Pode provocar danos aos órgãos por exposição repetida ou prolongada.

Frases de precaução

Geral

P103 - Leia o rótulo antes de utilizar o produto.

P102 - Mantenha fora do alcance das crianças.

P101 - Se for necessário consultar um médico, tenha em mãos a embalagem ou o rótulo.

Prevenção

P260 - Não inale o vapor.

Nome do produto Transaqua DW

Código do produto

457369-BR01

Página: 1/11

Versão 2

Data de lançamento 12/10/2014.

Format Brasil

Idioma PORTUGUÊS

(Brasil)

(PORTUGUESE)

Seção 2. Identificação de perigos

Resposta à emergência	P314 - Em caso de mal-estar, consulte um médico. P301 + P312 - EM CASO DE INGESTÃO: Caso sinta indisposição, contate um CENTRO DE INFORMAÇÃO TOXICOLÓGICA ou um médico.
Armazenamento	Não é aplicável.
Disposição	P501 - Descarte o conteúdo e o recipiente conforme as regulamentações locais, regionais, nacionais e internacionais.
Outros perigos que não resultam em uma classificação	Nota: aplicações a alta pressão Injeções através da pele resultantes do contato com o produto a alta pressão constituem uma grave emergência médica. Ver 'Aconselhamento Médico' nas Medidas de Primeiros Socorros, na Seção 4 desta Ficha de Segurança.

Seção 3. Composição e informações sobre os ingredientes

Substância/mistura	Mistura etilenoglicol Aditivos específicos patenteados.

Nome do ingrediente	%	Número de registro CAS
etilenoglicol	≥10 - <25	107-21-1
Trietanolamina	≥3 - <5	102-71-6
disodium tetraborate decahydrate; borax decahydrate	≥0.1 - <0.3	1303-96-4

Não há nenhum ingrediente presente que, dentro do conhecimento atual do fornecedor e nas concentrações aplicáveis, seja classificado como perigoso para saúde ou para o ambiente e que, conseqüentemente, requeira detalhes nesta seção.

Seção 4. Medidas de primeiros-socorros

Descrição das medidas necessárias de primeiros socorros

Contato com os olhos	Em caso de contato, lavar imediatamente os olhos com água em abundância por 15 minutos no mínimo. As pálpebras devem ser mantidas afastadas do globo ocular para garantia de lavagem completa. Verificar se estão sendo usadas lentes de contato e removê-las. Se ocorrem sintomas procure tratamento médico.
Inalação	No caso de inalação dos produtos em decomposição pelo fogo, os sintomas podem ser retardados. Se inalado, remover a pessoa para um ambiente com ar fresco. A pessoa exposta pode necessitar vigilância médica durante 48 horas. Se ocorrem sintomas procure tratamento médico.
Contato com a pele	Em caso de contato, lave imediatamente a pele com bastante água por no mínimo 15 minutos enquanto remove roupas e sapatos contaminados. Lavar as roupas antes de reutilizá-las. Limpe completamente os sapatos antes de reusa-los. Se ocorrem sintomas procure tratamento médico.
Ingestão	Procure assistência médica com urgência e informe o médico que foi ingerido um produto contendo etilenoglicol, e que poderá ser necessário tratamento específico (consulte Avisos para os Médicos).

Se necessário, indicação de atendimento médico imediato e necessidade de tratamento especial

Nome do produto	Transaqua DW	Código do produto	457369-BR01	Página: 2/11
Versão 2	Data de lançamento 12/10/2014.	Format Brasil	Idioma PORTUGUÊS	
		(Brasil)	(PORTUGUESE)	

Seção 4. Medidas de primeiros-socorros

Notas para o médico

No caso de inalação dos produtos em decomposição pelo fogo, os sintomas podem ser retardados. A pessoa exposta pode necessitar vigilância médica durante 48 horas.

Nota: aplicações a alta pressão

Injeções através da pele resultantes do contato com o produto a alta pressão constituem uma emergência médica grave. Os ferimentos podem não parecer graves no início, mas dentro de poucas horas, o tecido começa a inchar, a descorar, aparecendo uma necrose subcutânea extensa acompanhada de dores extremamente fortes.

Uma intervenção cirúrgica deve ser efetuada sem demora. Uma cuidadosa e extensiva limpeza da ferida e do tecido subjacente é necessária para minimizar perda de tecidos e para evitar ou limitar uma lesão permanente. A elevada pressão pode acarretar o deslocamento do produto através dos tecidos por grandes áreas.

Tratamentos específicos

Etilenoglicol: a irrigação gástrica, o etanol ou o fomepizol podem ter importância no tratamento. Consultar um médico.

Proteção das pessoas que prestam os primeiros socorros

Nenhuma ação deve ser tomada que envolva qualquer risco pessoal ou sem treinamento apropriado. Pode ser perigoso à pessoa que provê ajuda durante a ressuscitação boca-para-boca.

Consulte a Seção 11 para obter mais informações detalhadas sobre os sintomas e efeitos para a saúde.

Seção 5. Medidas de combate a incêndio

Meios de extinção

Meios de extinção adequados

Em caso de incêndio, use um extintor ou spray de espuma, pó químico ou dióxido de carbono.

Meios de extinção inadequados

Não utilizar jato de água.

Perigos específicos que se originam do produto químico

Em situação de incêndio ou caso seja aquecido, um aumento de pressão ocorrerá e o recipiente poderá estourar.

Perigosos produtos de decomposição térmica

Produtos de combustão podem incluir o seguinte:
óxidos de carbono (CO, CO₂)
óxidos de nitrogênio (NO, NO₂ etc.)

Medidas de proteção especiais para os bombeiros

Isolar prontamente o local removendo todas as pessoas da vizinhança do acidente, se houver fogo. Nenhuma ação deve ser tomada que envolva qualquer risco pessoal ou sem treinamento apropriado.

Equipamento de proteção especial para bombeiros

Os bombeiros devem usar aparelho respiratório auto-suficiente (SCBA) e engrenagem completa de desvio.

Seção 6. Medidas de controle para derramamento ou vazamento

Precauções pessoais, equipamento de proteção e procedimentos de emergência

Para o pessoal que não faz parte dos serviços de emergência

Nenhuma ação deve ser tomada que envolva qualquer risco pessoal ou sem treinamento apropriado. Evacuar áreas vizinhas. Não deixar entrar pessoas desnecessárias ou desprotegidas. Não tocar ou caminhar sobre material derramado. Evitar inspirar vapor ou fumos. Forneça ventilação adequada. Use equipamento de proteção pessoal adequado. O chão pode estar escorregadio; tenha cuidado para evitar cair. Entre em contato com o pessoal de emergência.

Nome do produto Transaqua DW

Código do produto

457369-BR01

Página: 3/11

Versão 2

Data de lançamento 12/10/2014.

Format Brasil

Idioma PORTUGUÊS

(Brasil)

(PORTUGUESE)

Seção 6. Medidas de controle para derramamento ou vazamento

Para o pessoal do serviço de emergência

É muito perigosa a entrada em um espaço confinado ou mal ventilado contaminado com vapor, névoa ou fumaça sem o equipamento correto para proteção do sistema respiratório e um sistema seguro de trabalho. Usar aparelho respiratório auto-suficiente. Use roupa de proteção contra produtos químicos. Botas resistentes a produtos químicos. Consulte também as informações "Para o pessoal que não faz parte dos serviços de emergência".

Precauções ao meio ambiente

Evite a dispersão do produto derramado e do escoamento em contato com o solo, cursos de água, fossas e esgoto. Informe as autoridades pertinentes caso o produto tenha causado poluição ambiental (esgotos, vias fluviais, terra ou ar).

Métodos e materiais para a contenção e limpeza

Pequenos derramamentos

Interromper o vazamento se não houver riscos. Mover recipientes da área de derramamento. Absorver com material inerte e descartar o material derramado em um recipiente adequado de lixo. Descarte através de uma firma autorizada no controle do lixo.

Grande derramamento

Interromper o vazamento se não houver riscos. Mover recipientes da área de derramamento. Aproximar-se do derramamento em direção o vento. Impeça a entrada em esgotos, cursos de água, caves ou espaços reduzidos. Os derramamentos devem ser recolhidos por meio de materiais absorventes não combustíveis, como por exemplo areia, terra, vermiculite ou terra diatomácea, e colocados no contentor para eliminação de acordo com a legislação local. O material absorvente contaminado pode causar o mesmo perigo que o produto derramado. Descarte através de uma firma autorizada no controle do lixo.

Referência a outras seções

Consulte a seção 1 para contatos de emergência.
Consulte a Seção 5 para obter medidas de combate a incêndio.
Consulte a seção 8 para informações sobre equipamentos de proteção individual adequados.
Consulte a Seção 12 para precauções ambientais.
Consulte a seção 13 para outras informações sobre tratamento de resíduos.

Seção 7. Manuseio e armazenamento

Precauções para manuseio seguro

Medidas de proteção

Utilizar equipamento de proteção pessoal adequado (consulte a Seção 8). Evitar contato com os olhos, pele e roupas. Não ingerir. Recipientes vazios retêm resíduo do produto e podem ser perigosos. Mantenha no recipiente original, ou em um alternativo aprovado feito com material compatível, herméticamente fechado quando não estiver em uso. Não reutilizar o recipiente. Não respirar vapor ou bruma.

Recomendações gerais sobre higiene ocupacional

Comer, beber e fumar deve ser proibido na área onde o material é manuseado, armazenado e processado. Lavar-se cuidadosamente depois do manuseio. Remova a roupa contaminada e o equipamento de proteção antes de entrar em áreas de alimentação. Consulte a seção 8 para outras informações relativas a medidas de higiene.

Condições de armazenamento seguro, incluindo qualquer incompatibilidade

Armazenar de acordo com a legislação local. Armazene no recipiente original protegido da luz do sol, em área seca, fria e bem ventilada, distante de materiais incompatíveis (veja Seção 10) e alimentos e bebidas. Manter o recipiente bem fechado e vedado até que esteja pronto para uso. Armazene e use apenas em equipamentos/recipientes projetados para serem usados com este produto. Os recipientes que forem abertos devem ser selados cuidadosamente e mantidos em posição vertical para evitar vazamentos. Não armazene em recipientes sem rótulos. Utilizar um recipiente adequado para evitar a contaminação do ambiente.

Inadequado

Exposição prolongada a temperatura elevada

Nome do produto Transaqua DW

Código do produto

457369-BR01

Página: 4/11

Versão 2

Data de lançamento 12/10/2014.

Format Brasil

Idioma PORTUGUÊS

(Brasil)

(PORTUGUESE)

Seção 8. Controle de exposição e proteção individual

Parâmetros de controle

Limites de exposição ocupacional

Nome do ingrediente	Limites de Exposição
etilenglicol	ACGIH TLV (Estados Unidos). C: 100 mg/m ³ Emitida/Revisada: 5/1995 Formulário: Aerossol
Trietanolamina	ACGIH TLV (Estados Unidos). TWA: 5 mg/m ³ 8 horas. Emitida/Revisada: 9/1994
disodium tetraborate decahydrate; borax decahydrate	ACGIH TLV (Estados Unidos). TWA: 2 mg/m ³ 8 horas. Emitida/Revisada: 1/2005 Formulário: Fração inalável STEL: 6 mg/m ³ 15 minutos. Emitida/Revisada: 1/2005 Formulário: Fração inalável

Para mais informação e orientação, incluímos os valores ACGIH. Para obter mais informações sobre os mesmos, contactar o fornecedor.

Procedimentos de vigilância recomendados

Se este produto contiver ingredientes com limites de exposição, pode ser requerido o monitoramento biológico ou da atmosfera do local de trabalho e do pessoal, para determinar a efetividade da ventilação ou outras medidas de controle e/ou a necessidade de usar equipamento de proteção respiratória. Devem ser feitas referências aos padrões de monitoramento adequados. Será também necessário consultar documentos de orientação nacional sobre métodos de determinação de substâncias perigosas.

Medidas de controle de engenharia

Todas as atividades que envolvam produtos químicos devem ser avaliadas quanto aos riscos à saúde, para garantir que a exposição aos produtos seja adequadamente controlada. Os equipamentos de proteção pessoal devem ser considerados apenas após outras medidas de controle (por exemplo, controles de engenharia) terem sido propriamente avaliadas. Tais equipamentos devem estar de acordo com os padrões apropriados, ser adequado ao uso, estar em boas condições e com a manutenção correta. Consulte seu fornecedor de equipamentos de proteção pessoal para saber mais sobre a seleção e padrões apropriados. Para maiores informações, contate sua organização nacional de normas. Fornecer ventilação de exaustão ou outros controles de engenharia para manter as concentrações pertinentes de componentes transportados pelo ar abaixo dos respectivos limites de exposição ocupacional. A escolha final do equipamento protetor dependerá de uma avaliação de risco. É importante garantir que todos os itens do equipamento de proteção pessoal sejam compatíveis.

Controle de exposição ambiental

As emissões dos equipamentos de ventilação ou de processo de trabalho devem ser verificadas para garantir que atendem aos requisitos da legislação sobre a proteção do meio ambiente. Em alguns casos, purificadores de gases, filtros ou modificações de engenharia nos equipamentos do processo podem ser necessários para reduzir as emissões à níveis aceitáveis.

Medidas de proteção pessoal

Medidas de higiene

Lave muito bem as mãos, antebraços e rosto após manusear os produtos químicos, antes de usar o lavatório, comer, fumar e ao término do período de trabalho. Técnicas apropriadas podem ser usada para remover roupas contaminadas. Lavar as vestimentas contaminadas antes de reutilizá-las. Assegurar que os locais de lavagem de olhos e os chuveiros de segurança estão próximos dos locais de trabalho.

Proteção dos olhos/face

Óculos de segurança com proteções laterais.

Nome do produto	Transaqua DW	Código do produto	457369-BR01	Página: 5/11
Versão	2	Data de lançamento	12/10/2014.	Formato Brasil
			(Brasil)	Idioma PORTUGUÊS (PORTUGUESE)

Seção 8. Controle de exposição e proteção individual

Proteção da pele

Proteção para as mãos

Use luvas protetoras caso seja provável o contato prolongado ou repetido. Use luvas resistentes a produtos químicos. Recomendado: luvas de nitrila. A escolha do tipo correto de luvas de proteção depende dos produtos químicos a manusear, das condições de trabalho e uso e do estado das luvas (até mesmo as luvas mais resistentes a produtos químicos se rompem após a exposição freqüente a esses produtos). A maioria das luvas oferece proteção por um curto período de tempo e, então, devem ser descartadas e substituídas. Como o ambiente de trabalho e as práticas de manuseio da substância variam, devem ser desenvolvidos procedimentos de segurança para cada aplicação que se pretende fazer. As luvas devem ser escolhidas de acordo com as recomendações do fornecedor/fabricante e com a avaliação minuciosa das condições de trabalho.

Proteção da pele

O uso de roupas de proteção é uma boa prática industrial. Roupas de algodão ou poliéster e algodão oferecerão proteção apenas contra contaminações superficiais leves, que não atingiriam a pele. As roupas devem ser lavadas regularmente. Quando o risco de atingir a pele for alto (por exemplo, durante a limpeza de vazamentos ou se houver respingos), será necessário o uso de aventais resistentes a produtos químicos e/ou roupas impermeáveis e botas. O equipamento de proteção pessoal para o corpo deveria ser selecionado de acordo com a tarefa executada e os riscos envolvidos e antes da manipulação do produto um especialista deveria aprovar.

Proteção respiratória

Em caso de ventilação insuficiente, usar equipamento respiratório adequado. A escolha correta da proteção respiratória depende dos produtos químicos que serão manuseados, das condições de trabalho e de utilização e das condições do equipamento respiratório. Devem ser implementados procedimentos de segurança para cada situação. A seleção do equipamento de proteção respiratória deve ser feita com o apoio do fornecedor/fabricante, tomando como base uma avaliação completa das condições de trabalho.

Seção 9. Propriedades físicas e químicas

Aspecto

Estado físico	Líquido.
Cor	Amarelo.
Odor	Não disponível.
Limite de odor	Não disponível.
pH	8.7 a 9
Ponto de fusão	Não disponível.
Ponto de ebulição	100°C (>212°F)
Ponto de fulgor	Não disponível.
Tempo de combustão	Não é aplicável.
Taxa de combustão	Não é aplicável.
Taxa de evaporação	Não disponível.
Inflamabilidade (sólido; gás)	Não é aplicável. Com base em - Estado físico
Limites de explosividade (inflamabilidade) inferior e superior	Não disponível.
Pressão de vapor	Não disponível.
Densidade de vapor	Não disponível.
Densidade relativa	Não disponível.
Densidade	1000 kg/m ³ (>1 g/cm ³) a: 15°C
Solubilidade	Solúvel em água.

Nome do produto Transaqua DW

Código do produto

457369-BR01

Página: 6/11

Versão 2

Data de lançamento 12/10/2014.

Format Brasil

Idioma PORTUGUÊS

(Brasil)

(PORTUGUESE)

Seção 9. Propriedades físicas e químicas

Coefficiente de partição – n-octanol/água	Não disponível.
Temperatura de autoignição	Não disponível.
Temperatura de decomposição	Não disponível.
SADT	Não disponível.
Viscosidade	Cinemática: 1.32 mm ² /s (1.32 cSt) a: 40°C

Seção 10. Estabilidade e reatividade

Reatividade	Não há dados de teste específicos disponíveis para esse produto. Consulte as Condições a evitar e Materiais incompatíveis para obter informações adicionais.
Estabilidade química	O produto é estável.
Possibilidade de reações perigosas	Não ocorrerão reações perigosas em condições normais de armazenagem e uso. Sob condições normais de armazenamento e uso, polimerização perigosa não ocorrerá.
Condições a serem evitadas	Evite todas as fontes possíveis de ignição (faísca ou chama).
Materiais incompatíveis	Reativo ou incompatível com os seguintes materiais: materiais oxidantes.
Produtos perigosos da decomposição	Sob condições normais de armazenamento e uso não devem se formar produtos de decomposição perigosa.

Seção 11. Informações toxicológicas

Informação sobre os efeitos toxicológicos

Toxicidade para órgãos-alvo específicos – exposição repetida

Nome	Categoria	Órgãos atingidos
etilenoglicol	Categoria 2	rins

Informações das rotas prováveis de exposição	Rota de entrada antecipada: Dérmico, Inalação.

Efeitos Agudos em Potencial na Saúde

Contato com os olhos	Não apresentou efeitos significativos ou riscos críticos.
Inalação	A exposição aos produtos de decomposição pode resultar em perigo para a saúde. Efeitos sérios podem tardar em aparecer após exposição.
Contato com a pele	Não apresentou efeitos significativos ou riscos críticos.
Ingestão	Etilenoglicol: a ingestão de etilenoglicol pode causar acidose metabólica, danos nos rins, depressão do sistema nervoso central e convulsões. A dose letal estimada para humanos é de aproximadamente 100 ml por adulto.

Sintomas relativos às características físicas, químicas e toxicológicas

Contato com os olhos	Não há dados específicos.
Inalação	Não há dados específicos.
Contato com a pele	Não há dados específicos.

Nome do produto Transaqua DW

Código do produto

457369-BR01

Página: 7/11

Versão 2

Data de lançamento 12/10/2014.

Format Brasil

Idioma PORTUGUÊS

(Brasil)

(PORTUGUESE)

Seção 11. Informações toxicológicas

Ingestão

Sintomas adversos podem incluir os seguintes:
náusea ou vômito

Efeitos tardios e imediatos e também efeitos crônicos de curto e longo períodos

Contato com os olhos

Possível risco de vermelhidão ou ardência temporária caso ocorra o contato acidental com os olhos.

Contato com a pele

O contato prolongado ou repetido pode remover a gordura da pele e levar a irritação, rachaduras na pele e/ou dermatite.

Efeitos Crônicos em Potencial na Saúde

Geral

Pode provocar danos aos órgãos por exposição repetida ou prolongada. (rins)

Carcinogenicidade

Não apresentou efeitos significativos ou riscos críticos.

Mutagenecidade

Não apresentou efeitos significativos ou riscos críticos.

Teratogenicidade

Não apresentou efeitos significativos ou riscos críticos.

Efeitos congênitos

Têm sido observadas malformações congênitas e diminuição do peso fetal em animais de laboratório repetidamente alimentados com grandes quantidades de etilenoglicol durante a gravidez.

Efeitos na fertilidade

Não apresentou efeitos significativos ou riscos críticos.

Dados toxicológicos

Estimativa da toxicidade aguda

Via	Valor ATE
Oral	2531 mg/kg

Seção 12. Informações ecológicas

Toxicidade

Não foram realizados testes pelo fabricante.

Persistência/degradabilidade

Não foram realizados testes pelo fabricante.

Nome do Produto/ Ingrediente	Meia-vida aquática	Fotólise	Biodegradabilidade
Trietanolamina	-	-	Facilmente

Potencial bioacumulativo

Este produto não deve provocar bioacumulação através das cadeias alimentares no meio-ambiente.

Nome do Produto/ Ingrediente	LogP _{ow}	BCF	Potencial
Etilenoglicol	-1.36	-	baixa
Trietanolamina	-1	-	baixa

Mobilidade no solo

Coefficiente de Partição Solo/Água (K_{oc})

Não disponível.

Nome do produto Transaqua DW

Código do produto

457369-BR01

Página: 8/11

Versão 2

Data de lançamento 12/10/2014.

Format Brasil

Idioma PORTUGUÊS

(Brasil)

(PORTUGUESE)

Seção 12. Informações ecológicas

Mobilidade

Os derramamentos podem penetrar no solo causando contaminação dos lençóis de água subterrâneos.

Outras Informações Ecológicas

Miscível em água.

Seção 13. Considerações sobre destinação final

Métodos recomendados para destinação final

A geração de lixo deveria ser evitada ou minimizada onde quer que seja. Quantidades significativas de resíduos do produto não devem ser descartadas no esgoto bruto, devem ser processadas em uma estação adequada de tratamento de efluentes. Descarte o excesso de produtos não recicláveis através de uma firma autorizada no controle do lixo. A eliminação deste produto, soluções e qualquer subproduto deveriam obedecer as exigências de proteção ambiental bem como uma legislação para a eliminação de resíduos segundo as exigências das autoridades regionais do local. O pacote de resíduos deve ser reciclado. A incineração ou o aterro somente deverão ser considerados quando a reciclagem não for viável. Não se desfazer deste produto e do seu recipiente sem tomar as precauções de segurança devidas. Cuidados são necessários quando manusear recipientes vazios que não foram limpos e lavados. Recipientes vazios ou revestimentos podem reter alguns resíduos do produto. Evite a dispersão do produto derramado e do escoamento em contato com o solo, cursos de água, fossas e esgoto.

Seção 14. Informações sobre transporte

	Brasil	IMDG	IATA
Número ONU	Não regulado.	Não regulado.	Não regulado.
Denominação da ONU apropriada para o embarque	-	-	-
Classe(s) de risco para o transporte	-	-	-
Grupo de embalagem	-	-	-
Perigo ao meio ambiente	Não.	Não.	Não.
Informações adicionais	-	-	-

Precauções especiais para o usuário

Não disponível.

Nome do produto Transaqua DW

Código do produto

457369-BR01

Página: 9/11

Versão 2

Data de lançamento 12/10/2014.

Format Brasil

Idioma PORTUGUÊS

(Brasil)

(PORTUGUESE)

Seção 15. Informações sobre regulamentações

Regulamentações específicas de segurança, saúde e meio ambiente para o produto

Não é conhecida nenhuma regulamentação nacional e/ou regional específica a este produto (incluindo seus ingredientes).

Regulamentação de acordo com outras leis estrangeiras

Inventário da Austrália (AICS)

Todos os componentes estão listados ou isentos.

Inventário Canadense

Pelo menos um componente não está listado.

Inventário Chines (IECSC = Inventário de Substâncias Químicas Existentes na China)

Pelo menos um componente não está listado.

Status REACH

Para o status REACH deste produto, consulte o contato de sua empresa, conforme identificado na Seção 1.

Inventário do Japão (ENCS = Substâncias Químicas Novas e Existentes)

Pelo menos um componente não está listado.

Inventário da Coreia (KECI = Inventário de Produtos Químicos Existentes da Coreia)

Pelo menos um componente não está listado.

Inventário dos Estados Unidos (TSCA 8b)

Todos os componentes estão listados ou isentos.

Inventário das Filipinas (PICCS = Inventário de Substâncias Químicas e Produtos Químicos das Filipinas)

Pelo menos um componente não está listado.

Seção 16. Outras informações

Passado histórico

Data de impressão 10/12/2014.

Data de lançamento/Data da revisão 10/12/2014.

Data da edição anterior 09/09/2014.

Versão 2

Preparado por Product Stewardship

Significado das abreviaturas
ATE = Toxicidade Aguda Estimada
BCF = Fator de Bioconcentração
GHS = Sistema Harmonizado Globalmente para a Classificação e Rotulagem de Produtos Químicos
IATA = Associação Internacional de Transporte Aéreo
IBC = Recipiente intermediário a granel
IMDG = Transporte Marítimo Internacional de Material Perigoso
LogPow = logaritmo do octanol/coeficiente de partição da água
MARPOL 73/78 = Convenção Internacional para a Prevenção da poluição por Navios, 1973 alterada pelo Protocolo de 1978. ("Marpol" = poluição da marinha)
SADT = Temperatura de Decomposição auto acelerada
UN = Nações Unidas

Indica as informações que foram alteradas em relação à versão anterior.

Observação ao Leitor

Nome do produto Transaqua DW

Código do produto

457369-BR01

Página: 10/11

Versão 2 Data de lançamento 12/10/2014.

Format Brasil

Idioma PORTUGUÊS

(Brasil)

(PORTUGUESE)