

**Programa de Descomissionamento de
Instalações Executivo Parcial – Escopo
Plataforma**

**FPSO Cidade de
Santos**

Versão 1

Abril/2023



Sumário

Listas de Anexos	4
Listas de Abreviaturas e Siglas	5
I. Resumo Executivo	10
II. Objetivo e Público-Alvo	13
II.1 – Objetivo Geral do Projeto.....	13
II.2 – Público-Alvo do Projeto.....	14
Capítulo 1. Referência.....	16
Capítulo 2. Motivação para o Descomissionamento	18
Capítulo 3. Inventário das Instalações de produção a serem descomissionadas	22
Descrição do Sistema de Produção e Escopo do Programa de Descomissionamento.....	22
Estruturas do PDID que integram o escopo do PDI Executivo Parcial FPCST	24
3.1. Poços	26
3.2. Unidade de Produção Marítimas.....	30
3.2.1. Descrição	30
3.2.2. Módulos	31
3.2.3. Sistema de Manutenção de Posição ou de Sustentação.....	32
3.3. Dutos	37
3.4. Demais Equipamentos do Sistema Submarino.....	50
3.5. Registros fotográficos, Mapas e Diagramas	52
3.6. Intervenções em Poços	52
3.7. Materiais, Resíduos e Rejeitos Presentes nas Instalações	54
Rejeitos Radioativos	54
Produtos Químicos	55
3.8. Materiais, Resíduos e Rejeitos Depositados no Leito Marinho	58
Capítulo 4. Caracterização e Avaliação das Alternativas de Descomissionamento.....	60
Risers dos Dutos Flexíveis	60
Sistema de Ancoragem	62
Plataforma	63
Capítulo 5. Projeto de Descomissionamento de Instalações	65
5.1. Poços	65

5.2. Demais instalações	69
Destinação dos <i>Risers</i> Associados ao FPCST	69
Destinação do Sistema de Ancoragem.....	78
Destinação da Plataforma.....	78
Destinação de Materiais e Resíduos no Leito Marinho	79
5.3. Informações Específicas	81
5.3.1. Unidades de Produção	81
5.3.2. Procedimentos Operacionais	83
Procedimentos e Análises de Riscos.....	83
Fase A: Fechamento dos Poços e Parada de Produção	83
Fase B: Limpeza dos Dutos do Sistema de Coleta, Injeção e Gasoduto.....	85
Limpeza dos Dutos dos Poços Produtores do Campo de Uruguá.....	85
Limpeza dos Dutos dos Poços Injetores do Campo de Uruguá.....	87
Limpeza dos Dutos dos Poços Produtores do Campo de Tambaú	88
Limpeza do Gasoduto de Exportação do FPCST a PMXL-1	89
Umbilicais	90
Fase C: Desconexões das Linhas Flexíveis e Tamponamento dos Equipamentos Submarinos	91
Fase D: <i>Pull Out</i> e Recolhimento dos <i>Risers</i>	92
Fase E: Despressurização, Drenagem, Limpeza e Inertização de Equipamentos e Tubulações da Planta de Processamento.....	98
Fase F: Limpeza dos Tanques de Carga.....	100
Fase G: Remoção e Transporte de Produtos Químicos	101
Fase H: Destinação de Materiais, Resíduos e Rejeitos Presentes nas Instalações.....	101
Destinação de Resíduos e Rejeitos Gerados	102
Destinação dos Rejeitos Radioativos.....	102
Destinação da Bioincrustação	103
Fase I: Desconexão Recolhimento e Destinação do Sistema de Ancoragem e Destinação da Plataforma.....	104
Fase J: Apoio ao Reboque para Destinação Final da Plataforma	106
Condições de Reboque do FPSO para Águas Internacionais	106
Fase K: Remoção de Sucatas, boias de sinalização e flutuadores	107
Fase L: Abandono Permanente de Poços	108
5.4. Cronograma	109
Capítulo 6. Estudos e Planos Associados.....	112
6.1. Memorial Descritivo do Projeto de Auxílios à Navegação.....	112
6.2. Plano de Monitoramento Pós Descomissionamento - PMPD	112

Capítulo 7. Análises Ambientais e Socioeconômicas.....	114
7.1. Caracterização dos Meios Físicos e Bióticos.....	114
Avaliação de Presença de Coral-sol.....	118
7.1.1 Análise de Riscos e Avaliação de Impactos Ambientais.....	121
7.2 Caracterização do Meio Socioeconômico	121
7.2.1 Aspectos de Socioeconomia.....	121
Aspectos Socioeconômicos	125
7.2.2. Aspectos de Responsabilidade Social	129
7.2.3 Avaliação de Impactos Socioeconômicos	129
7.3. Inter-Relação com Projetos Continuados	130
Capítulo 8. Conclusão	133
8.1. Acompanhamento da Execução do Projeto	134
Capítulo 9. Responsabilidade Institucional	137
Capítulo 10. Responsáveis Técnicos	139
Capítulo 11. Referências	143

Lista de Anexos

Anexo 1 – Mapa de Localização do FPSO Cidade de Santos na Bacia de Santos

Anexo 2 – Diagrama Unifilar do FPSO Cidade de Santos

Anexo 3 – Arranjo Submarino do FPSO Cidade de Santos

Anexo 4 – DUM (Descrição da Unidade Marítima)

Anexo 5 – *General Arrangement* do FPSO Cidade de Santos

Anexo 6 – *Capacity Plan* do FPSO Cidade de Santos

Anexo 7 – Inventário de Dutos e Equipamentos Submarinos

Anexo 8 – FISPQ dos Produtos Químicos

Anexo 9 – Relatórios de Medição Radiométrica

Anexo 10 – Caracterização Geológica e Geomorfológica do Campo de Uruguá e Tambaú

Anexo 11 - Distribuição Espacial de Temperatura da Água Próxima ao Leito Marinho – BS

Anexo 12 – Identificação e Avaliação de Impactos Socioeconômicos

Anexo 13 – Relatório de Responsabilidade Social

Anexo 14 – Relatório de Ensaio – Bioincrustação – Classificação de Resíduos: Classe II A

Anexo 15 - Análise Preliminar de Perigos e Avaliação de Impactos Ambientais

Lista de Abreviaturas e Siglas

AGBS – Área Geográfica da Bacia de Santos

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

BE – Boreste da Unidade Marítima

BS – Bacia de Santos

CAT – Categoria I ou II

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

CFF – Conexão *Flowline-Flowline*

CJ – Caixa de Junção

CNEN – Comissão Nacional de Energia Nuclear

COW – *Crude Oil Wash*

CRF – Conexão *Riser-Flowline*

CSB – Conjuntos Solidários de Barreira

CT – Caixa Terminal

DP – *Dynamic Positioning*

DHSV - *Downhole Safety Valve*

DSV – *Diver Support Vessel*

DU – Diagrama Unifilar

DUM – Descrição da Unidade Marítima

E&P – Exploração e Produção

EFL – *Electrical Flying Lead*

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

ESDV – *Emergency Shutdown Valve*

FISPQ – Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos

FIUC – Ferramenta de içamento de Umbilicais Cortados

FPSO – *Floating, Production, Storage and Offloading*

GA – Gasoduto

GEO - Geologia Marinha da PETROBRAS

GL – Linha de *Gas Lift*

HCR – *High Collapse Resistance*

HFL – *Hydraulic Flying Lead*

IA – Linha de Injeção de Água

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

IQ – Linha de injeção de produtos químicos

LDA – Lâmina d'Água

LO – Licença Operacional

MCV – Módulos de Conexão Vertical

MCV-U – Módulos de Conexão Vertical do Umbilical

MSPG – *Manifold Submarino de Produção de Gás*

N/A – Não aplicável

NORM – *Naturally Occurring Radioactive Material*

NORMAM – Normas da Autoridade Marítima

O – Oleoduto de Exportação

PCP – Projeto de Controle da Poluição

PCS – Projeto de Comunicação Social

PCSR-BS – Projeto de Comunicação Social Regional da Bacia de Santos

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

PG – Linha de produção de gás

PIG – *Pipeline Inspection Gauge*

PLEM – *Pipeline End Manifold*

PLET – *Pipeline End Termination*

PLSV – *Pipeline Laying Support Vessel*

PMAP – Plano de Monitoramento da Atividade Pesqueira

PMPD – Plano de Monitoramento Pós Descomissionamento

PMXL-1 – Plataforma de Mexilhão

PO – Linha de produção de óleo

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

ROV – *Remotely Operated Vehicle*

RSV – *ROV Support Vessel*

SDSV – *Shallow Dive Support Vessel*

SDV – *Shutdown 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

TAC – Termo de Ajustamento de Conduta

TBU – Campo de Tambaú

TDP – *Touch Down Point*

TOG – Teor de Óleos e Graxas

UEH – Umbilical Eletro-Hidráulico

UEP – Unidade Estacionária de Produção

UGN – Unidade de Geração de Nitrogênio

UMS – Unidade de Manutenção e Segurança

UN – Unidade de Negócio

URG – Campo de Uruguá

URG-MXL – Gasoduto de exportação de Uruguá até Mexilhão.

Resumo Executivo



I. Resumo Executivo

Este documento apresenta o **Programa de Descomissionamento de Instalações Executivo Parcial (PDI Parcial) - Escopo Plataforma – da Plataforma do FPSO Cidade de Santos (FPCST)**, localizado no campo de Uruguá e Tambaú, na Bacia de Santos.

O PDI Executivo Parcial incorpora as informações, procedimentos e estudos necessários ao planejamento e à execução para retirar o FPSO Cidade de Santos da locação (por isso está denominado como "PDI Parcial"), de forma segura e com minimização dos impactos/riscos ambientais. Por conseguinte, o descomissionamento da parte do sistema submarino que se encontra no leito marinho (flowlines das linhas flexíveis, dutos rígidos e equipamentos submarinos) será abordado em outro PDI, o qual será encaminhado posteriormente aos órgãos.

O escopo deste PDI Parcial inclui, de forma simplificada:

- Limpeza das linhas e equipamentos submarinos conectados ao FPCST, assegurando o enquadramento do Teor de Óleos e Graxas (TOG) nestas linhas em até 15 ppm;
- Desconexão, *pull out* e recolhimento parcial das 35 linhas flexíveis (trechos *riser* e alguns trechos *flow*), sem deposição no leito marinho;
- Hibernação do duto rígido do sistema de exportação de gás do FPCST à PMXL-1, PLET's, PLEM e VES a ele associados, visando um possível reaproveitamento em outros projetos da PETROBRAS;
- Desconexão do sistema de ancoragem e recolhimento integral das amarras de topo e cabos de poliéster das vinte linhas de ancoragem do FPCST;
- Permanência definitiva *in situ* das 20 estacas torpedo e amarras de fundo a elas conectadas, usadas no sistema de ancoragem do FPCST, e das 35 estacas torpedo e suas amarras usadas na ancoragem das linhas flexíveis submarinas;
- Limpeza da planta de processamento e dos tanques de carga do FPCST;
- Remoção de materiais/resíduos presentes nas instalações do FPCST;
- Remoção de sucatas, boias de sinalização e flutuadores;
- Abandono permanente de 13 poços, incluindo 01 poço (7-URG-4-RJS) que está abandonado temporariamente e não se encontra interligado ao FPCST;

• Deslocamento do FPCST diretamente da locação atual para águas internacionais. O gasoduto URG-MXL, pelo seu potencial estratégico para a PETROBRAS, será limpo, inertizado e hibernado, visando garantir a sua integridade, para que seja viável sua reutilização em uma eventual oportunidade futura. Portanto, será mantido interligado à PMXL-1. Por conseguinte, mantê-lo desta forma não impactará nem restringirá a futura avaliação de alternativas de descomissionamento. Se o reaproveitamento do gasoduto não se concretizar, o seu descomissionamento será tratado no PDI de Mexilhão.

Destaca-se que este PDI Executivo Parcial Escopo Plataforma 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 Cidade de Santos;
- **Capítulo 3**: apresenta uma descrição sucinta do sistema de produção e escopo do projeto 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 do FPSO Cidade de Santos e 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 Parcial do FPSO Cidade de Santos e registra as suas metas e indicadores de acompanhamento.

II. Objetivo e PÚblico-Alvo

Este documento apresenta o **Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI) Executivo Parcial da Plataforma FPSO Cidade de Santos** 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 que integram o escopo deste PDI, 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 Parcial do FPCST 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 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 parcial do FPSO Cidade de Santos, bem como os trechos *risers*, alguns trechos *flow* das linhas flexíveis conectadas a UEP 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 – PÚBLICO-ALVO DO PROJETO

O público-alvo do Programa de Descomissionamento Parcial do FPCST 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

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

A	Contratado	Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS
B	Número do contrato ANP	48000.003577/97-41
C	Área sob contrato	Campo de Uruguá e Tambaú
D	Bacia sedimentar	Bacia de Santos
E	Lâmina d`água mínima, média e máxima (m)	1000m, 1300m localização do FPSO, 1500m
F	Distância mínima da costa	160km do litoral sul do Estado do Rio de Janeiro
G	Início da operação	14/07/2010
H	Parada definitiva da produção	04/01/2024
I	Tipo de descomissionamento	Parcial: foco na retirada da plataforma da locação
J	Tipologia de instalações contempladas no PDI Parcial	FPSO Cidade de Santos (plataforma afretada), dutos flexíveis, seus acessórios, estacas torpedo e amarras de ancoragem.
K	Processo de licenciamento no órgão ambiental licenciador	Processo Administrativo IBAMA nº 02022.004193/2006-49
L	Licença ambiental do empreendimento	LO N° 941/2010 – 2º Renovação em 20/04/2020 Validade: 5 anos

Capítulo 2:

Motivação para o descomissionamento



Capítulo 2. Motivação para o Descomissionamento

O FPSO Cidade de Santos (FPCST), de propriedade da empresa MODEC, foi contratado pela PETROBRAS para o desenvolvimento dos campos de Uruguá e Tambaú.

O campo de Uruguá foi descoberto em junho de 2003 com o poço 1-BRSA-211-RJS, tendo iniciada a produção em julho de 2010. A vazão máxima de produção observada foi em fevereiro de 2015 com média mensal de 2.742 m³/d de óleo e 433.230 m³/d de gás associado e a vazão máxima de produção em reservatório de gás não associado ocorreu em novembro de 2015 com média mensal de 3.228.540 m³/d de gás não associado e 228 m³/d de condensado.

O campo de Tambaú foi descoberto em maio de 2005 com o poço 3-BRSA-341-RJS, tendo iniciada a produção em agosto de 2012. A vazão máxima de produção observada foi em setembro de 2012 com média mensal de 1.536.850 m³/d de gás não associado e 54 m³/d de condensado.

As produções históricas e a previsão são apresentadas na **Figura 2-I** e **Figura 2-II**:

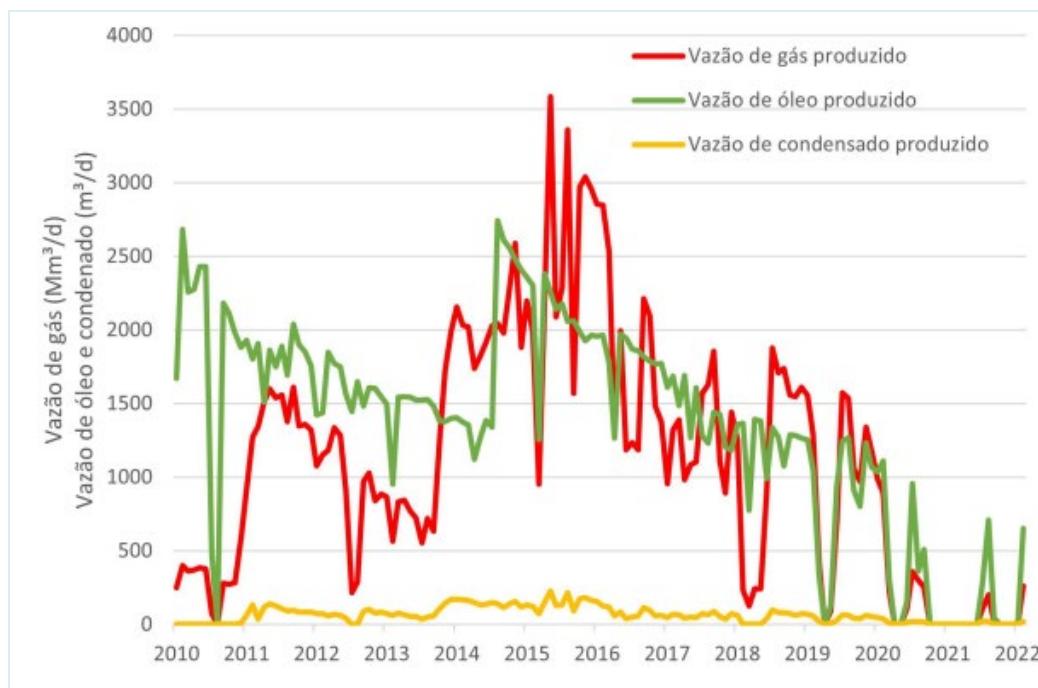


Figura 2-I – Histórico e previsão de produção: campo de Uruguá.

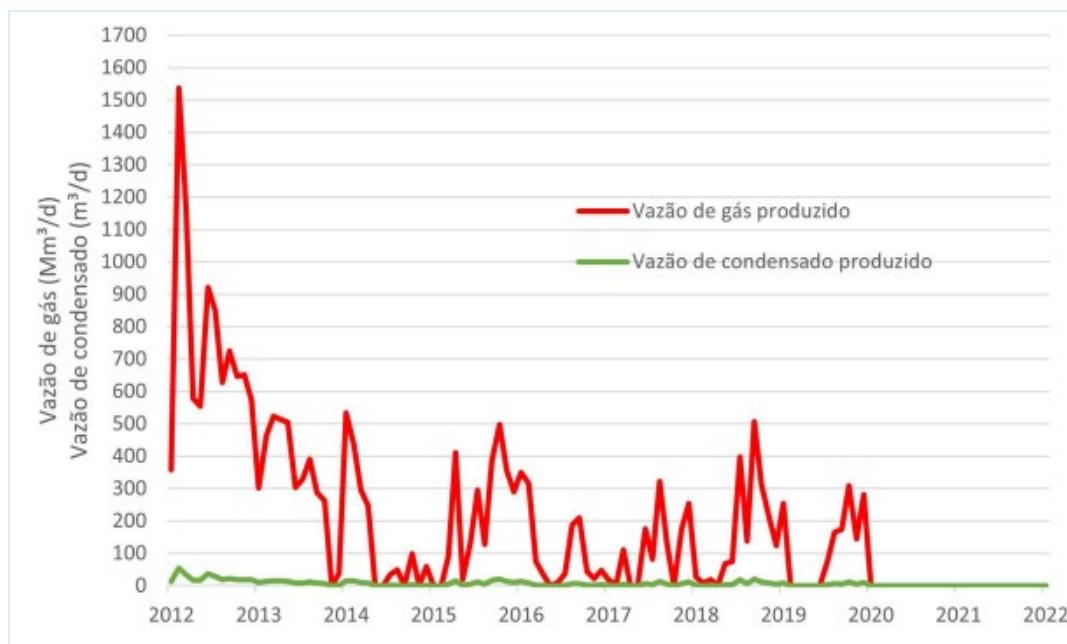


Figura 2-II – Histórico e previsão de produção: campo de Tambaú.

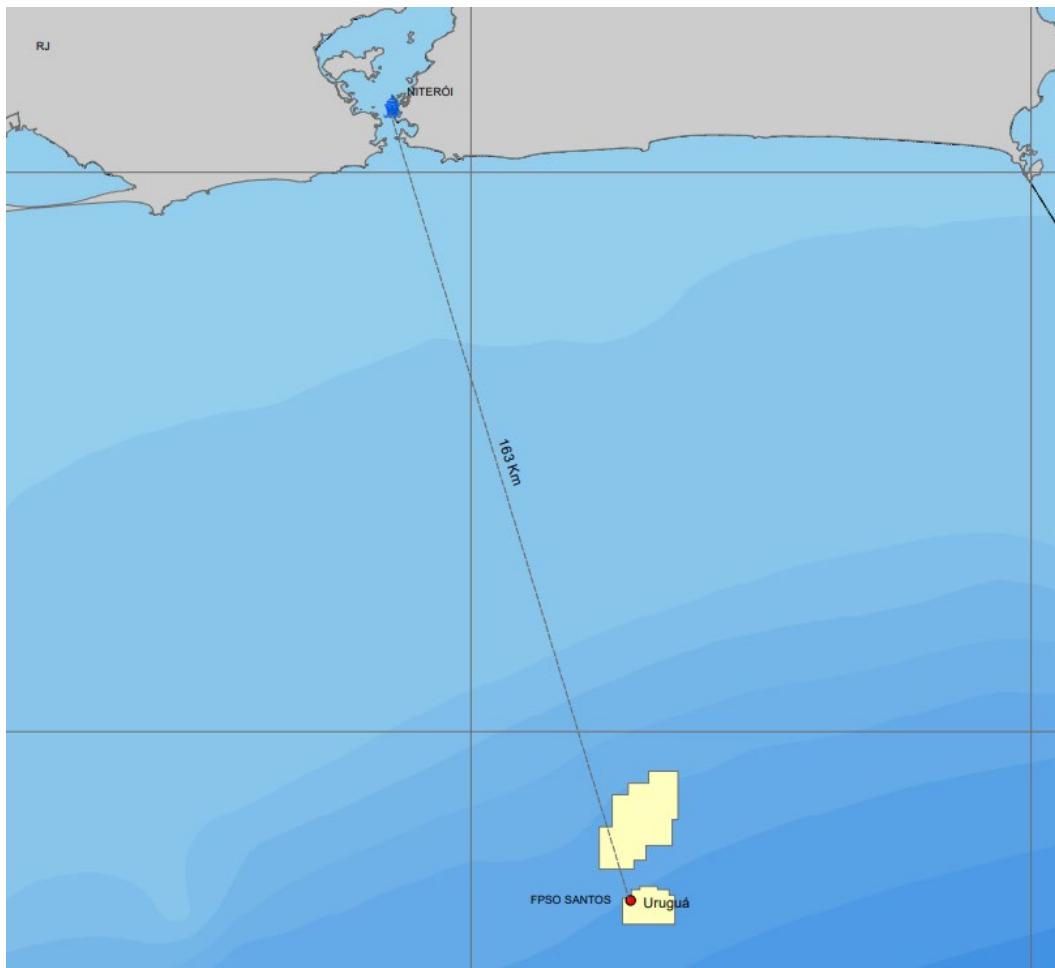


Figura 2-III - Representação da localização da plataforma atualmente responsável pela produção de óleo e gás nos Campos de Uruguá e Tambaú.

Os campos produzem para o FPSO Cidade de Santos (CST), afretado junto à MODEC.

O Plano de Desenvolvimento (PD) para o campo de Uruguá foi aprovado em 28/07/2011 (ANP/SDP 1073/2011) e para o campo de Tambaú em 11/05/2016 (ANP/SDP 0675/2016). Em ambos os documentos a previsão de produção seguirá até o término do contrato da concessão, em 2032.

Entretanto, visto os indicadores financeiros não apresentarem resultado positivo e não ter sido encontrada oportunidade que revertesse esse valor, associada à publicação da Resolução ANP nº 817/2020 em 27/04/2020, a PETROBRAS identificou a necessidade de iniciar o planejamento do descomissionamento dos campos e do FPSO Cidade de Santos.

Vale destacar que o Estudo de Justificativas para o Descomissionamento (EJD) dos campos de Uruguá e Tambaú foi protocolado à ANP através da carta UN-BS 0074/2023 no dia 31/03/2023. O descomissionamento objeto do EJD será proposto em dois PDIs complementares, sendo um PDI parcial apresentado neste documento executivo para o FPSO Cidade de Santos, poços associados à plataforma, risers das linhas flexíveis e sistema de ancoragem, e sendo outro PDI parcial para flowlines dos dutos flexíveis, dutos rígidos, equipamentos submarinos e demais poços abrangidos pelo EJD, apresentados na **Tabela 2-I**.

Tabela 2-I: Poços desassociados do FPSO Cidade de Santos e abandonados.

Nome do poço ANP	Área sob contrato	LDA do poço [m]	Coordenadas do poço / Lat	Coordenadas do poço / Lon	Finalidade
3-BRSA-341-RJS	TAMBAU	1012	-24:08:54,142	-42:41:27,588	Poço Exploratório de Extensão
3-BRSA-360-RJS	TAMBAU	1038	-24:09:51,833	-42:42:00,199	Poço Exploratório de Extensão
3-BRSA-636-RJS/ 3-BRSA-656DP-RJS	TAMBAU	1092	-24:11:24,318	-42:41:45,539	Poço Exploratório de Extensão
4-BRSA-508-RJS	TAMBAU	1105	-24:12:36,690	-42:43:37,345	Poço Exploratório Pioneiro Adjacente
6-BRSA-570-RJS	URUGUA	1318	-24:17:51,298	-42:39:46,307	Poço Exploratório para Prospecto Mais Profundo
3-BRSA-545-RJS	URUGUA	1294	-24:17:53,617	-42:41:43,070	Poço Exploratório de Extensão
3-BRSA-331-RJS	URUGUA	1332	-24:18:48,189	-42:41:18,036	Poço Exploratório de Extensão
6-BRSA-566-RJS	URUGUA	1326	-24:18:59,791	-42:42:23,075	Poço Exploratório para Prospecto Mais Profundo
1-BRSA-211-RJS	URUGUA	1391	-24:19:34,248	-42:39:47,685	Poço Exploratório Pioneiro

Capítulo 3:

Inventários das instalações

a serem descomissionadas



Capítulo 3. Inventário das Instalações de produção a serem descomissionadas

Este capítulo apresenta a caracterização do sistema de produção do FPSO Cidade de Santos e a descrição detalhada das instalações que fazem parte do escopo do Programa de Descomissionamento Executivo Parcial do FPCST.

Descrição do Sistema de Produção e Escopo do Programa de Descomissionamento

O FPSO Cidade de Santos, que iniciou sua operação no ano de 2010, é uma plataforma flutuante do tipo FPSO, localizada a aproximadamente 160 km da costa do Estado do Rio de Janeiro, em Lâmina d'Água - 1300 m. O **Anexo 1** mostra o mapa de localização do FPSO Cidade de Santos na Bacia de Santos.

O FPSO Cidade de Santos faz parte do Sistema de Produção dos Campos de Uruguá e Tambaú e atualmente, conta com 35 *risers* flexíveis conectados à plataforma, originados de:

- 10 poços satélites em Uruguá sendo:
 - 5 poços produtores de óleo;
 - 3 poços produtores de gás;
 - 2 poços de injeção de água em *piggy back*;
- 1 gasoduto de exportação de gás;
- 2 *manifolds*, interligados a 2 poços produtores de gás do sistema de produção de gás do campo de Tambaú.

A **Figura 3-I** mostra, de forma esquemática, o sistema completo associado ao FPSO Cidade de Santos:

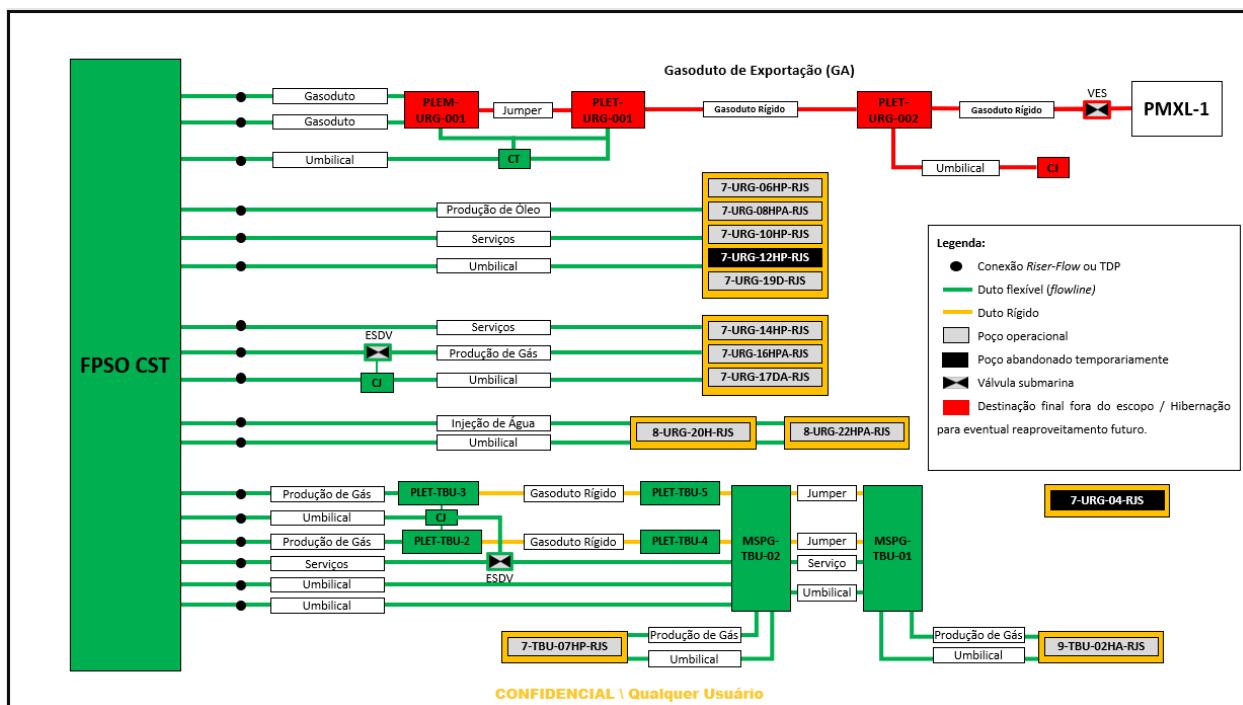


Figura 3-I - Sistema de dutos e umbilicais submarinos associados ao escopo completo do FPSO Cidade de Santos.
No escopo deste PDI Parcial considera-se apenas os trechos risers e alguns trechos flow destas linhas submarinas.

Abaixo, tem-se a descrição detalhada do esquemático ilustrado na **Figura 3-I**:

- 13 poços de completação molhada, associados ao FPCST, sendo:
 - o 05 produtores de óleo estão com as linhas de produção, *gas lift* e umbilical interligados a plataforma (7-URG-06HP-RJS, 7-URG-08HPA-RJS, 7-URG-10HP-RJS, 7-URG-12HP-RJS, 7-URG-19D-RJS);
 - o 03 produtores de gás estão com as linhas de produção, linhas de serviço e umbilical interligados a plataforma (7-URG-014HP-RJS, 7-URG-016HPA-RJS, 7-URG-17DA-RJS);
 - o 01 poço desconectado do FPCST abandonado temporariamente com suas linhas reaproveitadas (7-URG-4-RJS)¹;
 - o 02 produtores de gás estão com as linhas de produção e umbilical conectados aos *manifolds* MSPG-TBU-02 e MSPG-TBU-01, que apresenta capacidade máxima de 8 poços produtores, entretanto somente dois poços foram conectados (7-TBU-07HP-RJS e 9-TBU-02HA-RJS);

¹ Em 2013 foi realizada operação com sonda para abandono e desconexão das linhas de produção de gás, de serviço e do UEH do poço 7-URG-4-RJS. Os tramos *flowline* destas linhas foram remanejadas e conectadas no poço 7-URG-16HPA-RJS.

- o 02 injetores de água, conectados em *piggy-back*, com as linhas de injeção e umbilical interligados a plataforma (8-URG-20H-RJS, 8-URG-22HPA-RJS).

Conforme apresentado no esquemático (**Figura 3-1**), a partir do PLEM-URG-001 até a PMXL-1, todo o sistema de exportação de gás será hibernado, visando garantir a sua integridade, para que seja viável sua reutilização em uma eventual oportunidade futura. Se o reaproveitamento do gasoduto não se concretizar, sua destinação final será tratada no PDI de Mexilhão.

Considerando o escopo esquemático na **Figura 3-1**, ressalta-se mais uma vez que, no âmbito deste PDI Parcial, serão tratados apenas os trechos *riser* e alguns trechos *flow* dos dutos conectados à plataforma, sistema de ancoragem e a limpeza e hibernação do sistema de exportação de gás. O restante do escopo, incluindo os trechos *flowline* dos dutos e umbilicais, com detalhamento da proposta de destinação final das estruturas, será tratado posteriormente.

Informações mais detalhadas do sistema de produção do FPCST são apresentadas no **Anexo 2** (Diagrama Unifilar do FPSO Cidade de Santos) e **Anexo 3** (Arranjo Submarino do FPSO Cidade de Santos).

Estruturas do PDID que integram o escopo do PDI Executivo Parcial FPCST

O Projeto de Desativação de Instalações Descomissionadas (PDID-BS) está sendo desenvolvido pela PETROBRAS em atendimento ao Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) de Produção da Bacia de Santos (TAC-BS - Processo IBAMA nº 02022.003119/2005). 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-BS, especificamente, tem como objetivo sanar pendências referentes a estruturas fora de operação, no leito marinho da Bacia de Santos.

A inclusão dos itens (sucatas) contemplados no Projeto de Desativação de Instalações Descomissionadas da Bacia de Santos (PDID-BS) neste Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI) Executivo Parcial - Escopo Plataforma – da Plataforma do FPSO Cidade de Santos (FPCST), está em alinhamento à proposta de revisão do PDID-BS apresentada ao Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) em janeiro de 2022 (carta SMS/LCA/MPL-E&P 0001/2022).

Conforme apresentado neste PDI, além dos componentes mencionados na descrição do sistema de produção e escopo do programa de descomissionamento do FPCST, são considerados parte do escopo deste PDI Parcial, 15 estruturas classificadas como sucatas do PDID da Bacia de Santos, listada na **Tabela 3-I**, que serão recolhidas do leito marinho.

As informações referentes às estruturas do PDID que fazem parte do escopo deste PDI Parcial são apresentadas na **Tabela 3-I** a seguir:

Tabela 3-I: Inventários de sucatas pontuais diversas mapeadas pelo PDID no entorno do FPCST.

Descrição	Tipo	Latitude	Longitude	LDA (m)
SUCATA METÁLICA	SUCATA	-24:18:9,66	-42:43:24,99	1281,5
SUCATA METÁLICA	SUCATA	-24:18:10,65	-42:43:19,08	1323,4
SUCATA MACIA AO LADO DA ROTA DO AN.	SUCATA	-24:18:26,57	-42:41:8,06	1323,3
SUCATA METÁLICA AO LADO DA ROTA DO AN.	SUCATA	-24:18:14,44	-42:41:33,21	1311,7
SUCATA METALICA AO LADO DA ROTA DE PO.	SUCATA	-24:18:5,65	-42:42:32,44	1290,7
SUCATA METALICA AO LADO DA ROTA DE PO. EMURG15-010 - 02/04/2015	SUCATA	-24:18:5,3	-42:42:26,17	1292
SUCATA METALICA AO LADO DA ROTA DO PO.	SUCATA	-24:19:0,34	-42:40:17,51	1359,3
SUCATA METALICA AO LADO DA ROTA DE PO. EMURG15-010 - 02/04/2015	SUCATA	-24:19:1,22	-42:40:15,37	1361
SUCATA NAO METÁLICA (DEFENSA)	SUCATA	-24:19:11,13	-42:43:10,77	1323,4
SUCATA NAO METALICA PROXIMO AO DUTO DE PO.	SUCATA	-24:18:9,01	-42:41:37,24	1306,2
SUCATA REMOVIDA PARA FORA DA ROTA.	SUCATA	-24:16:44,35	-42:43:37,47	1238,5
SUCATA REMOVIDA PARA FORA DA ROTA.	SUCATA	-24:16:7,59	-42:43:54,96	1216,41
SUCATA AO LADO DO DUTO. SURG14-051 - 03/01/2015	SUCATA	-24:19:40,8	-42:41:27,67	1366,44
SUCATA METÁLICA AO LADO DA ROTA DO AN.	SUCATA	-24:19:1,02	-42:40:19,42	1356,6
SUCATA	SUCATA	-24:18:47,64	-42:42:6,65	1321,26

As sucatas mapeadas no âmbito do PDID não possuem informações relativas a sua composição ou tamanho, porém ressalta-se que tratam-se de materiais pontuais e de pequeno porte, não havendo óbice a sua remoção do leito marinho.

3.1. Poços

Há 13 poços de completação molhada associados à FPCST (sendo 11 produtores, 2 injetores), todos eles localizados em áreas sob o contrato ANP nº 48000.003577/97-41 – Campos Uruguá e Tambaú.

A **Tabela 3.1-I** apresenta informações detalhadas sobre os poços. Atenção para as informações da coluna “Status Atual” que tem como data de referência 12/04/2023.

Vale ressaltar que o poço 7-URG-4-RJS integra a lista de poços do Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) para adequação ao item 10.5.3.3 do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (Resolução ANP nº 46/2016), em negociação entre a PETROBRAS e a ANP. Esse poço atualmente encontra-se a mais de três anos sem monitoramento e será adequado e abandonado conforme cronograma do Termo de Ajustamento de Conduta.

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

A negociação do TAC, registrada no processo administrativo ANP SEI nº 48610.210799/2021-21, atualmente está em mediação na Câmara de Conciliação e

Arbitragem da Administração Pública Federal (CCAF) – NUP 00400.000917/2021-34 – com participação aprovada pela ANP conforme o Ofício nº 562/2021/SSM/ANP-RJ (SEI/ANP 1642895).

Tabela 3.1-I - Inventário de poços do Programa de Descomissionamento do FPSO Cidade de Santos (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-TBU-7HP-RJS	TAMBAU	FPCST	1077	-24:10:05,332	-42:41:34,375	Molhada	Poço Explotatório de Produção	Fechado	08/09/2011	NA
7-URG-10HP-RJS	URUGUA	FPCST	1315	-24:18:31,528	-42:41:30,685	Molhada	Poço Explotatório de Produção	Produzindo	26/12/2009	NA
7-URG-12HP-RJS	URUGUA	FPCST	1285	-24:17:35,549	-42:41:33,353	Molhada	Poço Explotatório de Produção	Abandonado temporariamente com monitoramento	11/07/2010	14/04/2018
7-URG-14HP-RJS	URUGUA	FPCST	1344	-24:18:32,361	-42:39:52,175	Molhada	Poço Explotatório de Produção	Produzindo	23/08/2012	NA
7-URG-16HPA-RJS	URUGUA	FPCST	1343	-24:18:47,493	-42:40:35,541	Molhada	Poço Explotatório de Produção	Fechado	19/12/2013	NA
7-URG-17DA-RJS	URUGUA	FPCST	1362	-24:19:01,466	-42:40:12,786	Molhada	Poço Explotatório de Produção	Fechado	01/11/2014	NA
7-URG-19D-RJS	URUGUA	FPCST	1359	-24:19:24,200	-42:41:11,090	Molhada	Poço Explotatório de Produção	Produzindo	06/03/2014	NA

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-URG-4-RJS ^(*)	URUGUA	FPCST	1367	-24:19:09,716	-42:39:56,818	Molhada	Poço Explotatório de Produção	Abandonado temporariamente sem monitoramento	11/01/2009	07/07/2013
7-URG-6HP-RJS	URUGUA	FPCST	1359	-24:19:27,915	-42:41:18,983	Molhada	Poço Explotatório de Produção	Produzindo	14/10/2019	NA
7-URG-8HPA-RJS	URUGUA	FPCST	1356	-24:19:06,856	-42:40:30,952	Molhada	Poço Explotatório de Produção	Produzindo	21/07/2009	NA
8-URG-20H-RJS	URUGUA	FPCST	1337	-24:19:22,230	-42:42:18,224	Molhada	Poço Explotatório de Injeção	Injetando	14/03/2013	NA
8-URG-22HPA-RJS	URUGUA	FPCST	1376	-24:20:04,360	-42:41:54,417	Molhada	Poço Explotatório de Injeção	Injetando	10/11/2013	NA
9-TBU-2HA-RJS	TAMBAU	FPCST	1055	-24:10:18,596	-42:42:01,314	Molhada	Poço Explotatório de Produção	Fechado	29/08/2007	NA

(*) Poço integrante do Termo de Ajustamento de Conduta (ANP) para adequação ao item 10.5.3.3 do SGIP.

3.2. Unidade de Produção Marítimas

Este item do PDI Parcial apresenta as principais características do FPCST (**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 do FPCST em sua locação (Campo de Uruguá).

3.2.1. Descrição

A **Tabela 3.2.1-I** apresenta as principais características do FPSO Cidade de Santos, importantes neste programa.

Tabela 3.2.1-I - Características do FPCST.

A	Nome da unidade de produção:	FPSO Cidade de Santos
B	Código da unidade de produção:	FPCST
C	Classificação da unidade de produção:	FPSO (<i>Floating, Production, Storage and Offloading</i>)
D	Proprietário:	Gás Opportunity MV20 BV
E	Operador da instalação:	MODEC Serviços de Petróleo do Brasil LTDA
F	Data de término do contrato de afretamento	05/01/2024 ^(*) .
	Bandeira:	Bahamas

G	Ano de Construção e ano de conversão:	1973 2009
H	Massa na condição de descomissionamento (Peso Leve):	54.890,2 t
I	Calado Máximo:	14,455 m
J	Áreas sob contrato atendidas pela unidade de produção:	O FPSO Cidade de Santos faz parte do Sistema de Produção do campo de Uruguá e Tambaú.
K	Profundidade Batimétrica Média (LDA)	1300m
L	Distância da costa:	160km
M	Coordenadas: (UTM – DATUM:SIRGAS 2000 – MC: 39ºW)	-24:18.07,254/-42:42.52,409
N	Sistema de escoamento da produção:	Escoamento por meio de <i>offloading</i> por navios aliviadores

(*) Está em processo de negociação o aditivo do contrato de afretamento contemplando o período do descomissionamento.

Outras informações sobre o FPCST, incluindo características físicas, são apresentadas nos **Anexo 4 – DUM** (Descrição da Unidade Marítima), **Anexo 5 – General Arrangement do FPSO Cidade de Santos** e **Anexo 6 – Capacity Plan** do *FPSO Cidade de Santos*.

3.2.2. Módulos

O FPSO Cidade de Santo será deslocado diretamente da locação atual para águas internacionais, desta forma, não será desmantelada na locação, não sendo relevante a informação dos módulos dela. Porém, no **Anexo 4 – DUM** (Descrição da Unidade Marítima) consta a última revisão da DUM (Descrição da Unidade Marítima) do FPSO Cidade de Santos. A DUM contém características físicas e operacionais da plataforma, bem como a descrição dos seus sistemas (ex.: utilidades, lastro, tancagem, movimentação de carga, processamento e tratamento de óleo/gás/água e exportação).

De forma complementar, o **Anexo 5** apresenta o *General Arrangement* do FPCST, com a indicação das posições dos equipamentos e sistemas, e o **Anexo 6** apresenta o *Capacity Plan* do FPCST, com o arranjo de tanques de carga da plataforma.

3.2.3. Sistema de Manutenção de Posição ou de Sustentação

A plataforma de produção FPSO Cidade de Santos é mantida em sua locação por meio de um sistema em configuração de ancoragem do tipo *Spread mooring* no Campo de Uruguá, nas coordenadas geográficas Latitude: -24:18.07,254 e Longitude: -42:42.52,409, em uma LDA de aproximadamente 1300 m. O sistema de ancoragem é constituído por 20 linhas de ancoragem, com comprimento médio de 2495 m, constituídas por amarra de topo, cabo de poliéster, amarras de fundo e estacas torpedo. Suas linhas iniciam contagem em SE no sentido anti-horário.

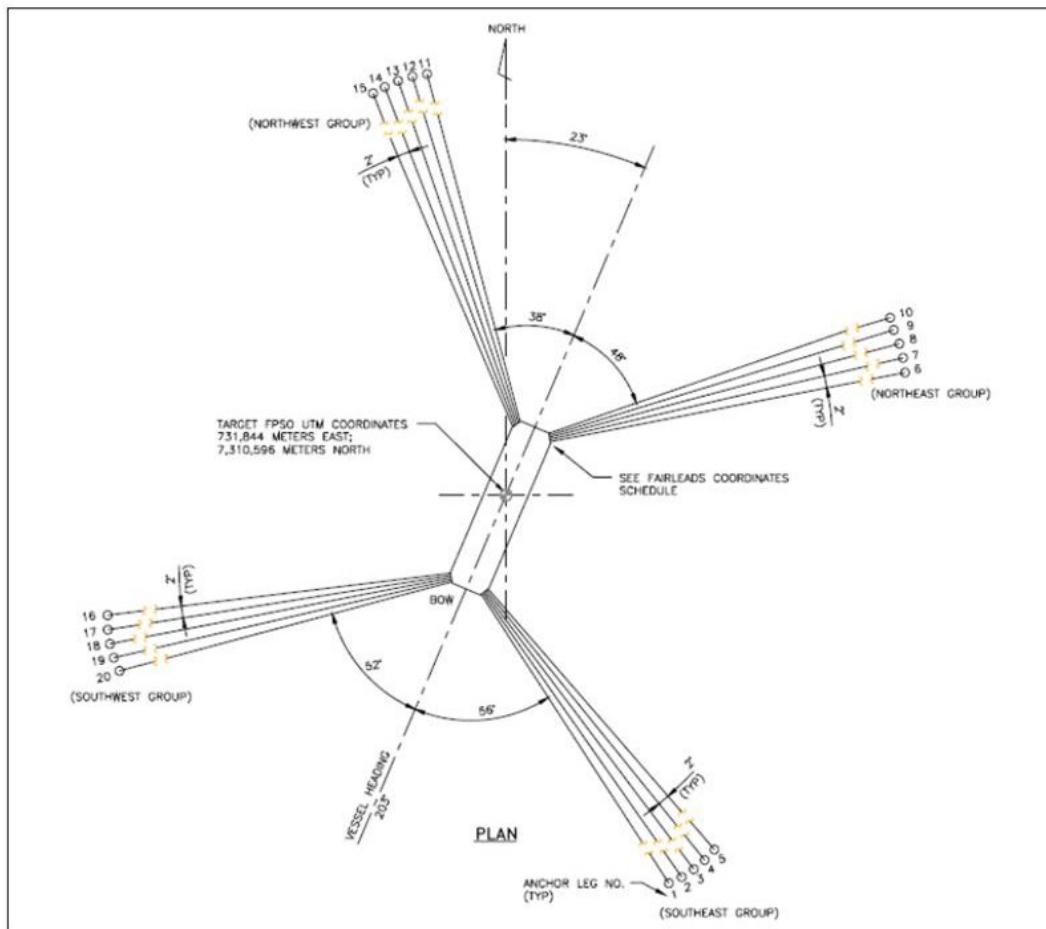


Figura 3.2.3-I - Layout do sistema de ancoragem do FPCST.

A figura abaixo exemplifica cada unifilar de cada linha de ancoragem do FPCST:

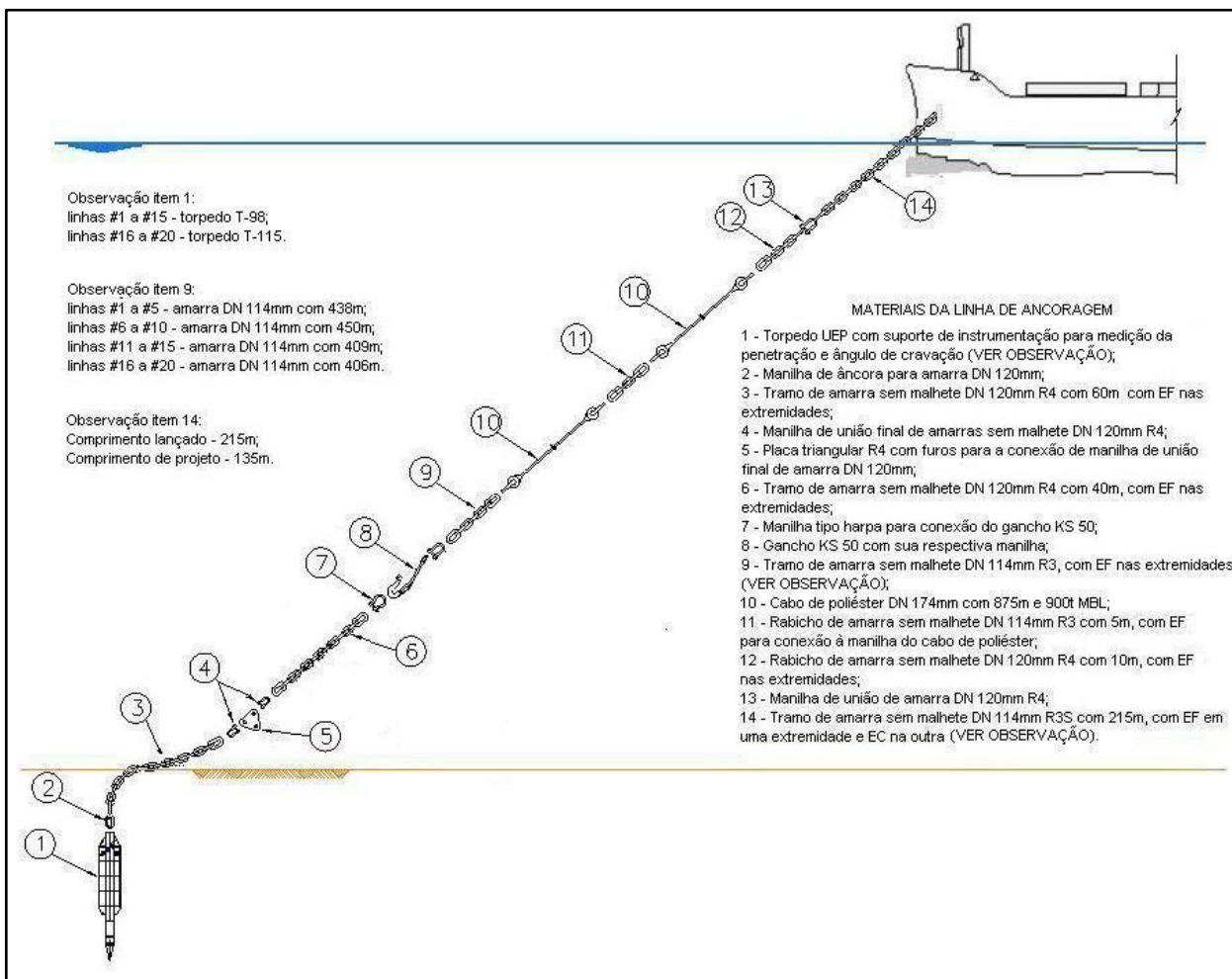


Figura 3.2.3-II – Configuração das linhas de ancoragem do FPCST.

A Tabela 3.2.3-I apresenta informações gerais (comprimentos e massas) sobre todas as linhas de ancoragem do FPCST.

Tabela 3.2.3-I - Comprimentos e massas dos principais elementos que compõem as 20 linhas do sistema de ancoragem do FPCST.

Linha	Trecho de Topo			Trecho Intermediário			Trecho de Fundo			Estaca Torpedo	
	Tipo	Comp. (m)	Massa (t)	Tipo	Comp. (m)	Massa (t)	Tipo	Comp. (m)	Massa (t)	Tipo	Massa (t)
#1 a #5	Amarra DN 114mm R3S	215	56	Amarra DN 120mm R4	10	3	Amarra DN 120mm R4	100	29	T-98	98
				Cabo de Poliéster DN 174mm	875	26					
				Amarra DN 114mm R3	5	1					
				Cabo de Poliéster DN 174mm	875	26					
				Amarra DN 114mm R3	438	114					
#6 a #10	Amarra DN 114mm R3S	215	56	Amarra DN 120mm R4	10	3	Amarra DN 120mm R4	100	29	T-98	98
				Cabo de Poliéster DN 174mm	875	26					
				Amarra DN 114mm R3	5	1					
				Cabo de Poliéster DN 174mm	875	26					
				Amarra DN 114mm R3	450	117					
#11 a #15	Amarra DN 114mm R3S	215	56	Amarra DN 120mm R4	10	3	Amarra DN 120mm R4	100	29	T-98	98
				Cabo de Poliéster DN 174mm	875	26					
				Amarra DN 114mm R3	5	1					
				Cabo de Poliéster DN 174mm	875	26					
				Amarra DN 114mm R3	409	106					
#16 a #20	Amarra DN 114mm R3S	215	56	Amarra DN 120mm R4	10	3	Amarra DN 120mm R4	100	29	T-115	115
				Cabo de Poliéster DN 174mm	875	26					
				Amarra DN 114mm R3	5	1					
				Cabo de Poliéster DN 174mm	875	26					
				Amarra DN 114mm R3	406	106					

OBS. 1: DN significa diâmetro nominal.

OBS. 2: R3S e R4 são os graus dos aços usados.

OBS. 3: Os comprimentos e massas mostrados são valores aproximados.

OBS. 4: A tabela não apresenta os elementos de ligação (ex.: manilhas, placa triangular e gancho KS), pois a dimensão e massa destes componentes são desprezíveis se comparadas com os trechos de amarras e cabos de poliéster.

Tabela 3.2.3-II: Comprimentos e massas totais dos diferentes trechos (topo, intermediário e fundo) e das estacas torpedo do sistema de ancoragem do FPCST. Esta tabela resume as informações mostradas na Tabela 3.2.3-I.

Trecho de Topo		Trecho Intermediário		Trecho de Fundo		Estacas Torpedo	
Comprimento Total de Amarra [m]	4300	Comprimento Total de Amarra [m]	8815	Comprimento Total de Amarra [m]	2000	Quantidade	20
Massa Total de Amarra [t]		Massa Total de Amarra [t]	2298				
Massa Total de Amarra [t]	1118	Comprimento Total de Cabo de Poliéster [m]	35000	Massa Total de Amarra [t]	582	Massa Total [t]	2045
		Massa Total de Cabo de Poliéster [t]	1033				

Tabela 3.2.3-III - Coordenadas e LDA dos pontos fixos (torpedos) das 20 linhas de ancoragem do FPCST.

Torpedo	Longitude ANP4C	Latitude ANP4C	LDA (m)
# 1	-42:42:14,274	-24:19:05,207	1332
# 2	-42:42:12,312	-24:19:04,008	1330
# 3	-42:42:10,638	-24:19:02,359	1332
# 4	-42:42:08,611	-24:19:00,638	1330
# 5	-42:42:06,440	-24:18:59,141	1331
# 6	-42:41:41,917	-24:17:51,598	1302
# 7	-42:41:41,993	-24:17:49,387	1292
# 8	-42:41:42,745	-24:17:46,867	1290
# 9	-42:41:43,670	-24:17:44,768	1290
# 10	-42:41:44,070	-24:17:42,400	1288
# 11	-42:43:10,848	-24:17:01,853	1255
# 12	-42:43:13,314	-24:17:02,735	1256
# 13	-42:43:15,316	-24:17:03,707	1254
# 14	-42:43:18,239	-24:17:04,790	1255
# 15	-42:43:20,208	-24:17:05,795	1255
# 16	-42:44:04,268	-24:18:20,063	1285
# 17	-42:44:03,556	-24:18:22,360	1286
# 18	-42:44:03,660	-24:18:24,376	1287
# 19	-42:44:02,872	-24:18:26,932	1287
# 20	-42:44:02,238	-24:18:29,300	1291

As Figuras 3.2.3-III a 3.2.3-VI mostram fotos tiradas durante inspeções do sistema de ancoragem, e ilustram as posições das estacas torpedo, trechos de amarras de fundo.

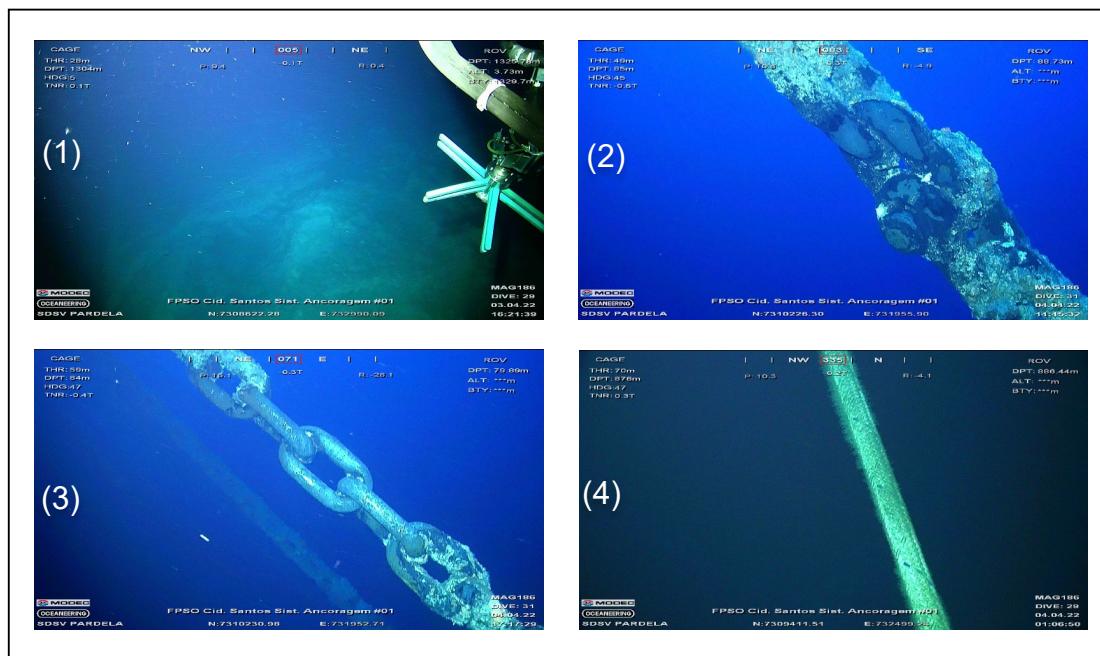


Figura 3.2.3-III - Imagens da linha de ancoragem #1. (1) Local da cravação da estaca torpedo
 (2) Manilha de União (Joining Shackle D-Type) (3) Amarra de topo, elo comum sem malhete
 (4) Segmento inferior do cabo de poliéster.

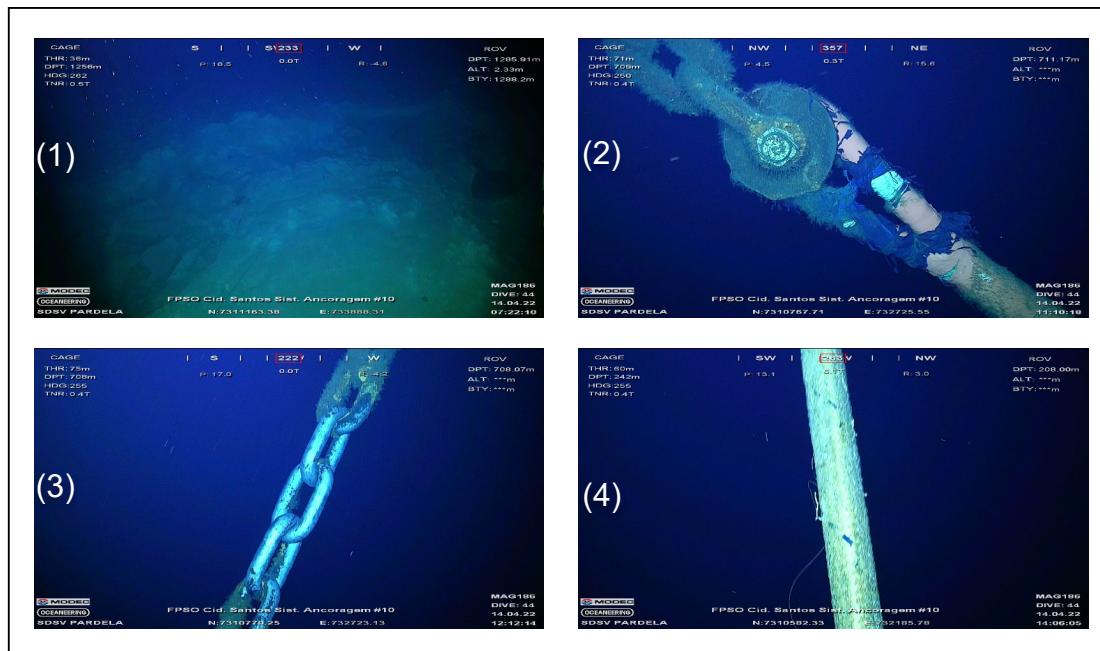


Figura 3.2.3-IV- Imagens da linha de ancoragem #10 (1) Local da cravação da estaca torpedo (2) Manilha de União (Thimble Shackle D-Type) (3) Rabicho de Amarra sem malhete
 (4) Segmento superior do cabo de poliéster.

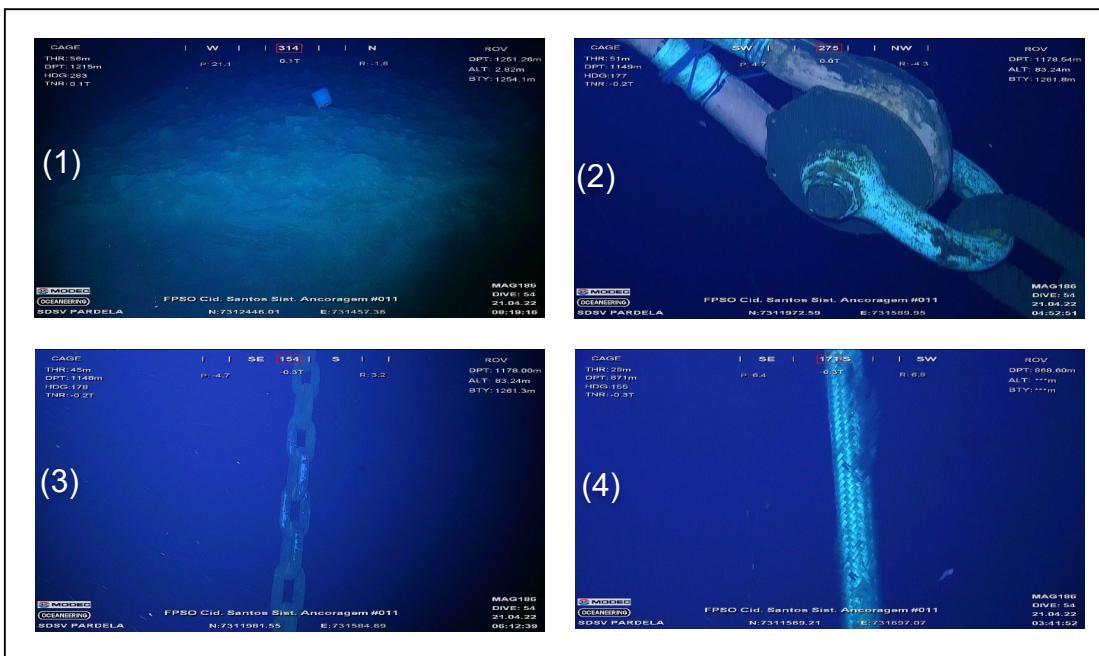


Figura 3.2.3-V- Imagens da linha de ancoragem #11 (1) Local de cravação da estaca torpedo (2) Manilha de União (Thimble Shackle D-Type) (3) Amarra de fundo, elo comum sem malhete (4) Segmento inferior do cabo de poliéster.

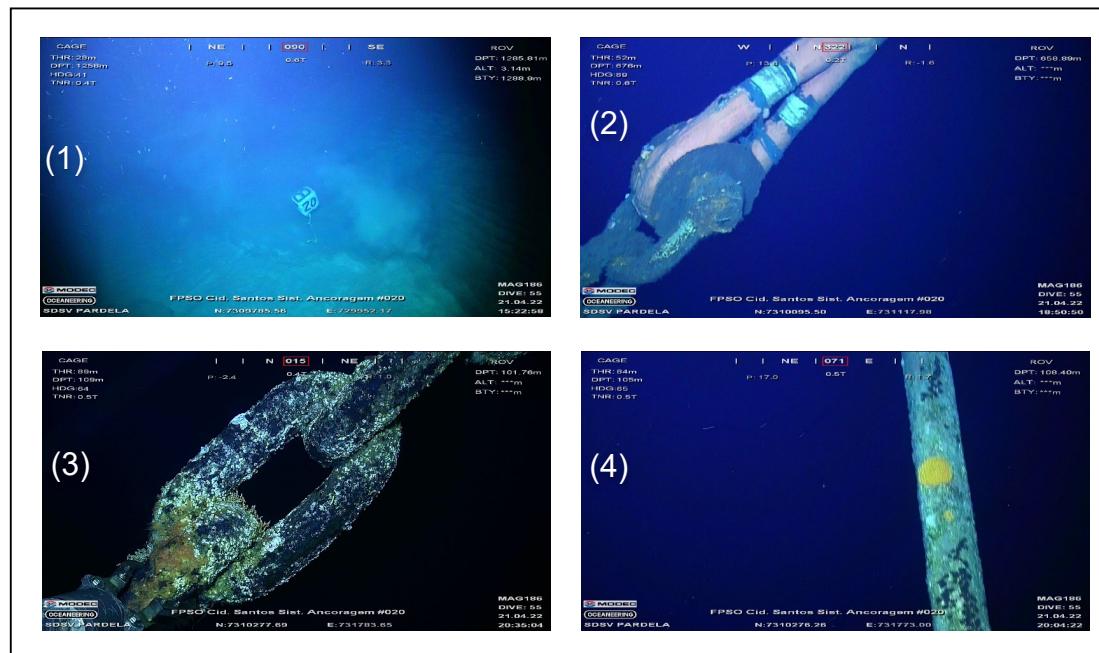


Figura 3.2.3-VI- Imagens da linha de ancoragem #20 (1) Local de cravação da estaca torpedo (2) Manilha de União (Thimble Shackle D-Type) (3) Rabicho de Amarra sem malhete (4) Segmento superior do cabo de poliéster.

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 informações dos trechos de dutos rígidos que fazem parte do escopo do Programa de Descomissionamento do FPCST

são apresentadas na **Tabela 3.3.II**. A **Tabela 3.3-I** apresenta algumas informações sobre os dutos, o restante das informações pode ser encontrado no **Anexo 7 - Inventário de Dutos e Equipamentos Submarinos**.

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

- **Bundles de Poços Produtores de óleo (7-URG-06HP-RJS, 7-URG-08HPA-RJS, 7-URG-10HP-RJS, 7-URG-12HP-RJS, 7-URG-19D-RJS):**
 - Linha de produção (PO): duto flexível (diâmetro interno de 6") responsável pelo escoamento da produção do poço;
 - Linha de serviço: duto flexível (diâmetro interno de 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 e leitura dos sinais de pressão e temperatura provenientes dos sensores instalados no poço.
- **Bundles de Poços Produtores de Gás (7-URG-014HP-RJS, 7-URG-016HPA-RJS, 7-URG-17DA-RJS):**
 - Linha de produção de gás (PG): duto flexível (diâmetro interno de 6") usado para escoamento de gás do poço;
 - Linha de serviço: duto flexível (diâmetro interno de 2.5") usado, dentre outras funções, para limpeza da linha de produção através da circulação de fluidos e passagem de *pig*;
 - 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;

- Caixa de Junção (CJ): É um acessório que possibilita uma derivação do umbilical, permitindo o controle da ESDV por meio de HFLs (Hydraulic Flying Lead).
- **Bundles de Poços Produtores de Gás (7-TBU-07HP-RJS e 9-TBU-02HA-RJS) associados aos manifolds MSPG-TBU-02 e MSPG-TBU-01:**
 - Linha de produção de gás (PG): duto flexível (diâmetro interno de 6") usado para escoamento de gás do 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.
- **Linhas associadas aos manifolds MSPG-TBU-02 e MSPG-TBU-01:**
 - Linha de produção de gás: Dois dutos rígidos (diâmetro interno 12.75") usados para escoar a produção de gás dos manifolds até os PLETs; dois dutos flexíveis (diâmetro interno de 9,13") usados para escoar a produção de gás dos PLETs até a plataforma;
 - Umbilical Eletro-Hidráulico: Três UEHs que permitem a atuação das válvulas dos manifolds, PLETs e ESDV, bem como a leitura dos sinais de pressão e temperatura provenientes dos sensores instalados;
 - Caixa de Junção (CJ): É um acessório que possibilita uma derivação do umbilical, permitindo o controle dos PLETs por meio de HFLs (Hydraulic Flying Lead);
 - Caixa de Terminal (CT): É um acessório com função semelhante à CJ, mas em vez de estar "no meio da interligação", ela está na "extremidade final" do umbilical permitindo o controle da ESDV;
 - Linha de injeção química: duto flexível (diâmetro interno 4") usado para injeção de produtos químicos nos manifolds.
- **Linhas de Poço Injetor de Água (8-URG-20H-RJS, 8-URG-22HPA-RJS):**

- Linha de injeção de água: duto flexível (diâmetros internos de 6" ou 4") usado para escoar a água injetada no poço;
- Umbilical Eletro-Hidráulico: permite a atuação das válvulas da ANM e da DHSV (*Downhole Safety Valve*), quando existente na coluna de injeção do poço, bem como a leitura dos sinais de pressão e temperatura provenientes dos sensores instalados no poço.

Estes poços estão conectados em *piggy-back*.

- **Linhas associadas ao sistema de exportação de gás:**

- Linha de exportação de gás: Dois gasodutos flexíveis (diâmetro interno 9.13") que ligam o FPCST até o PLEM-URG-001;
- Umbilical Eletro-Hidráulico: permite a atuação das válvulas do PLEM-URG-001 e PLET-URG-001, bem como a leitura dos sinais de pressão e temperatura provenientes dos sensores instalados;
- Caixa de Terminal (CT): É um acessório que possibilita uma derivação do umbilical e está na "extremidade final", permitindo o controle do PLET e PLEM.

Lembrando que o restante dos equipamentos e o trecho rígido do gasoduto não estão detalhados porque não fazem parte do escopo deste programa de descomissionamento, já que ele será hibernado.

Tabela 3.3-I - Condição atual dos dutos flexíveis referentes ao sistema submarino do FPCST.

Descrição	Tipo	Comp do trecho riser (m)	Comp do trecho flowline (m)	Comp total (m)	Número de tramos	Situação operacional	Produto movimentado	Diâmetro nominal (pol) ⁴	Massa total (t)
Bundle do poço 7-URG-06HP-RJS	Produção	2010	2690	4700	6	Interligado em operação	Óleo	6	1330,4
	Gas Lift	2005	2680	4685	4	Interligado em operação	Gas Lift	4	2056,3
	UEH	2732	1918	4650	4	Interligado em operação	-	N/A	179
Bundle do poço 7-URG-08HPA-RJS	Produção	2014	3480	5494	6	Interligado em operação	Óleo	6	808,1
	Gas Lift	2005	3458	5463	3	Interligado em operação	Gas Lift	4	266,1
	UEH	2730	2683	5413	3	Interligado em operação	-	N/A	208,4
Bundle do poço 7-URG-10HP-RJS	Produção	2010	1410	3420	4	Interligado em operação	Óleo	6	453,3
	Gas Lift	2005	1408	3413	3	Interligado em operação	Gás Lift	4	176,3
	UEH	3410	0	3410	1	Interligado em operação	-	N/A	131,3
Bundle do poço 7-URG-12HP-RJS	Produção	2010	2285	4295	5	Interligado fora de operação	Óleo	6	587,6
	Gas Lift	2005	2398	4403	4	Interligado fora de operação	Gás Lift	4	219,7
	UEH	2734	1627	4361	2	Interligado fora de operação	-	N/A	167,9

⁴ Não é aplicável a informação de diâmetro nominal para os umbilicais, por serem compostos por diversas mangueiras e cabos elétricos, de diâmetros variados. Os diâmetros externos dos umbilicais variam de 109mm a 145mm.

Descrição	Tipo	Comp do trecho riser (m)	Comp do trecho flowline (m)	Comp total (m)	Número de tramos	Situação operacional	Produto movimentado	Diâmetro nominal (pol) ⁴	Massa total (t)
Bundle do poço 7-URG-19D-RJS	Produção	2015	3460	5474,8	7	Interligado em operação	Óleo	6	1760,8
	Gas Lift	2010	8165	10174,5	5	Interligado em operação	Gás Lift	4	2431,7
	UEH	5025	0	5025	1	Interligado em operação	-	N/A	1998,5
Bundle do poço 7-URG-14HP-RJS	Produção	2010	5056	7066	9	Interligado em operação	Gás	6	1029,5
	Gas Lift	2004	4979	6983	4	Interligado em operação	Gás Lift	2,5	204,3
	UEH	2050	5010	7060	3	Interligado em operação	-	N/A	870,6
Bundle do poço 7-URG-16HPA-RJS	Produção	2009	4595	6604	8	Interligado em operação	Gás	6	942,5
	Gas Lift	2005	4520	6525	3	Interligado em operação	Gás Lift	2,5	192
	UEH	2050	4545	6595	3	Interligado em operação	-	N/A	813,3
Bundle do poço 7-URG-17DA-RJS	Produção	2008	4187	6195	8	Interligado em operação	Gás	6	891,4
	Gas Lift	2005	4130	6135	3	Interligado em operação	Gás Lift	2,5	216,8
	UEH	2045	4148	6193,3	3	Interligado em operação	-	N/A	763,8
Bundle do poço 7-TBU-07HP-RJS/ MSPG-TBU-02	Produção	0	1057	1057	1	Interligado fora de operação	Gás	6	123
	UEH	0	2084	2084	1	Interligado fora de operação	-	N/A	80,7

Descrição	Tipo	Comp do trecho riser (m)	Comp do trecho flowline (m)	Comp total (m)	Número de tramos	Situação operacional	Produto movimentado	Diâmetro nominal (pol) ⁴	Massa total (t)
Bundle do poço 9-TBU-02HA-RJS/ MSPG-TBU-01	Produção	0	710	710	1	Interligado em operação	Gás	6	82,64
	UEH	0	706	706	1	Interligado em operação	-	N/A	27,30
Bundle do poço 8-URG-20H-RJS	Injeção	2011	2407	4417,5	4	Interligado em operação	Água	6	373,1
	UEH	4256,7	0	4256,7	1	Interligado em operação	-	N/A	108,1
Bundle do poço 8-URG-20H-RJS/ 8-URG-22HPA-RJS	Injeção	0	1613	1613	1	Interligado em operação	Água	4	88,9
	UEH	0	1625	1625	1	Interligado em operação	-	N/A	47,6
UEH-FPCST/ESDV-TBU-4	UEH	2692,6	91	2783,6	2	Interligado em operação	-	N/A	107,7
IQ_FPCST/ MSPG-TBU-02	Injeção	2004	14445	16449	6	Interligado em operação	Produto Químico (MEG)	4	769,9
UEH_FPCST/MSPG-TBU-02(1)	UEH	16300	0	16300	1	Interligado em operação	-	N/A	630,8
UEH_FPCST/MSPG-TBU-02(2)	UEH	16291	0	16291	1	Interligado em operação	-	N/A	630,5
GA_FPCST/PLEM-URG-001(1)	Gasoduto de alta	2009	255	2264	4	Interligado em operação	Gás natural	9,13	450,9

Descrição	Tipo	Comp do trecho riser (m)	Comp do trecho flowline (m)	Comp total (m)	Número de tramos	Situação operacional	Produto movimentado	Diâmetro nominal (pol) ⁴	Massa total (t)
GA_FPCST/PLEM-URG-001(2)	Gasoduto de alta	2014	240	2254	4	Interligado em operação	Gás natural	9,13	448,3
UEH_FPCST/PLEM-URG-001	UEH	2355	0	2355	1	Interligado em operação	-	N/A	91,1
PLET_TBU-2/FPCST	Produção	2114	684	2798	4	Interligado em operação	Gás	9,13	550,5
PLET_TBU-3/FPCST	Produção	2006	685	2691	4	Interligado em operação	Gás	9,13	529,6

Tabela 3.3-II – Condição atual dos dutos rígidos referentes ao sistema submarino do FPCST.

Descrição	Tipo	Comp do trecho rígido (m)	Comp (m)	Número de tramos	Situação operacional	Produto movimentado	Diâmetro nominal (pol)	Massa total (t)
GA_MSPG-TBU-02/FPCST-LESTE	Gasoduto de Alta	14454	14454	2	Interligado em Operação	Gás	12,75	2883
GA_MSPG-TBU-02/FPCST-OESTE	Gasoduto de Alta	14530	14530	2	Interligado em Operação	Gás	12,75	2898

Quanto ao tamponamento e limpeza, todas as linhas encontram-se em operação e todas serão limpas durante as operações de descomissionamento conforme descrito na Fase B do **Capítulo 5.3.2.**

A seguir, são apresentados os volumes do fluido hidráulico de controle base água (Fluido hidráulico HW 443) e produtos químicos (MEG, etanol, inibidor de incrustação, inibidor de parafina) contido nos umbilicais eletro-hidráulicos pertencentes ao sistema do FPCST. As Fichas de Informações de Segurança de Produtos Químicos - FISPQ desses produtos são apresentadas no **Anexo 8.**

Tabela 3.3-III - Volume de fluidos presentes nos umbilicais eletro-hidráulicos associados a Plataforma FPCST.

Linha	Mangueiras/Tubings	Fluido	Volume (m3)
UEH_7-URG-6HP-RJS	Termoplásticas (quantidade: 9)	Fluido hidráulico HW 443	3,0
	HCR-1	inibidor de incrustação	0,6
	HCR-2	MEG	0,6
	HCR-3	Etanol	0,6
UEH_7-URG-08HPA-RJS	Termoplásticas (quantidade: 9)	Fluido hidráulico HW 443	3,5
	HCR-1	MEG	0,7
	HCR-2	MEG	0,7
	HCR-3	Etanol	0,7
UEH_7-URG-10HP-RJS	Termoplásticas (quantidade: 9)	Fluido hidráulico HW 443	2,2
	HCR-1	Inibidor de incrustação	0,4
	HCR-2	Inibidor de parafina	0,4
	HCR-3	Etanol	0,4
UEH_7-URG-12HP-RJS	Termoplásticas (quantidade: 9)	Fluido hidráulico HW 443	2,8
	HCR-1	Inibidor de incrustação	0,5
	HCR-2	Inibidor de parafina	0,5
	HCR-3	Etanol	0,5
UEH_7-URG-19D-RJS	Termoplásticas (quantidade: 9)	Fluido hidráulico HW 443	3,2
	HCR-9	inibidor de incrustação	0,6
	HCR-11	MEG	0,6
	HCR-12	Etanol	0,6
UEH_7-URG-14HP-RJS	Tubing (quantidade: 11)	Fluido hidráulico HW 443	9,8

Linha	Mangueiras/Tubings	Fluido	Volume (m3)
UEH_7-URG-16HPA-RJS	Mangueira ESDV submarina (quantidade: 2)	Fluido hidráulico HW 443	0,1
	UEH-14	inibidor de incrustação	0,9
	UEH-15	MEG	3,5
	UEH-16	MEG	3,5
UEH_7-URG-17DA-RJS	Tubing (quantidade: 11)	Fluido hidráulico HW 443	9,1
	Mangueira ESDV submarina (quantidade: 2)	Fluido hidráulico HW 443	0,1
	UEH-14	inibidor de incrustação	0,8
	UEH-15	MEG	3,3
	UEH-16	MEG	3,3
UEH_8-URG-20H-RJS	Tubing (quantidade: 11)	Fluido hidráulico HW 443	8,6
	Mangueira ESDV submarina (quantidade: 2)	Fluido hidráulico HW 443	0,1
	UEH-14	inibidor de incrustação	0,8
	UEH-15	MEG	3,1
	UEH-16	MEG	3,1
UEH_8-URG-22HPA-RJS	Termoplásticas (quantidade: 12)	Fluido hidráulico HW 443	3,6
UEH_Tambaú 1	L1	MEG	8,2
	L2	Fluido hidráulico HW 443	2,1
	L3	Fluido hidráulico HW 443	2,1
	L4	Inibidor de corrosão	2,1
UEH_Tambaú 2	L1	Inibidor de incrustação	8,2
	L2	Fluido hidráulico HW 443	2,1
	L3	Fluido hidráulico HW 443	2,1
	L4	Inibidor de corrosão	2,1
SDV submarina TBU	Mangueira ESDV submarina (quantidade: 3)	Fluido hidráulico HW 443	3,5
UEH_9-TBU-02HA-RJS	L1	MEG	0,4
	L2	MEG	0,4
	L3	Fluido hidráulico HW 443	0,1
	L4	Fluido hidráulico HW 443	0,1
	L5	MEG	0,4

Linha	Mangueiras/Tubings	Fluido	Volume (m3)
	L6	Fluido hidráulico HW 443	0,1
	L7	Fluido hidráulico HW 443	0,1
	L8	MEG	0,1
UEH_7-TBU-07HP-RJS	L1	MEG	1,1
	L2	MEG	1,1
	L3	Fluido hidráulico HW 443	0,3
	L4	Fluido hidráulico HW 443	0,3
	L5	MEG	1,1
	L6	Fluido hidráulico HW 443	0,3
	L7	Fluido hidráulico HW 443	0,3
	L8	MEG	0,3
SDV submarina Exportação	Termoplásticas (quantidade: 10)	Fluido hidráulico HW 443	3

Tabela 3.3-IV – Resumo dos volumes de fluidos dos umbilicais do FPCST.

Fluido	Nome do produto	Volume total (m3)
Fluido 47idráulico HW 443	Oceanic HW 443	62,8
inibidor de incrustação	IDOS MX-200	12,8
MEG	Mono etileno glicol	35,2
Etanol	Etanol	2,8
Inibidor de parafina	SISBRAZ MULTIPOL 2198	0,9
Inibidor de corrosão	CORRTREAT 13732	4,2

Todas as linhas (dutos e umbilicais) conectadas a plataforma estão ancoradas por meio de estacas torpedos cravadas no solo marinho, como mostra a **Figura 3.3-I**, que foram instalados visando restringir a movimentação destas linhas no leito marinho.



Figura 3.3-I – Detalhe da cratera do torpedo de ancoragem do UEH do poço 7-URG-017DA.

Conectadas a algumas linhas submarinas e amarras de ancoragem do FPCST, há flutuadores e boias de sinalização, a exemplo da **Figura 3.3-II** a seguir. Essas boias e flutuadores serão recolhidos.

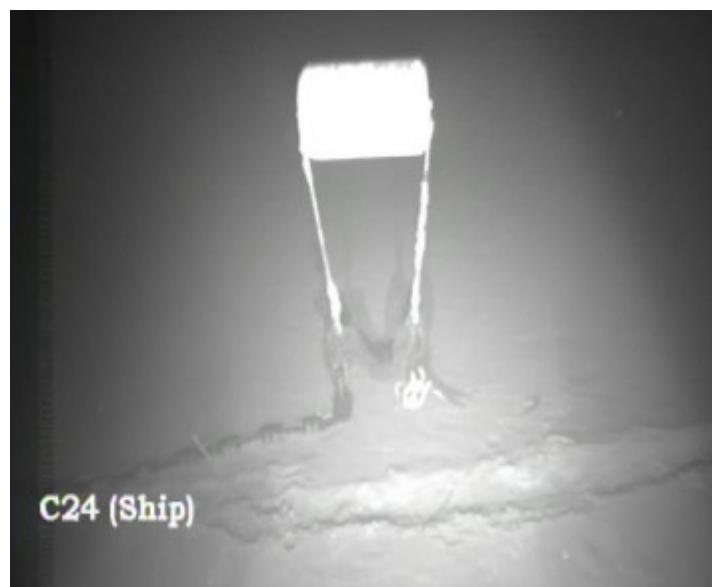


Figura 3.3-II – Flutuador na extremidade da extensão da amarra de ancoragem (23/04/2010)

As inspeções submarinas que originaram as informações apresentadas nesse item 3.3 foram realizadas entre 2010 e 2021.

Tabela 3.3.VII: Coordenadas, lâmina d'água e linhas associadas a cada uma das estacas torpedo das linhas flexíveis do FPCST apresentadas na tabela.

Estacas (POÇOS)	Linhas Associadas (FUNÇÕES)	Coordenadas		LDA (m)
		Longitude	Latitude	
8-URG-020HP	UEH	-42:42:05,897	-24:18:48,085	1323
	IA	-42:42:04,540	-24:18:46,537	1323
7-URG-006HP	SV	-42:42:02,336	-24:18:42,829	1322
	UEH	-42:41:59,896	-24:18:42,599	1322
	PO	-42:42:00,364	-24:18:40,234	1320
7-URG-019D	SV	-42:43:30,691	-24:18:08,089	1287
	UEH	-42:41:57,426	-24:18:37,948	1319
	PO	-42:41:57,174	-24:18:36,155	1318
7-URG-008HPA	SV	-42:41:56,501	-24:18:34,132	1318
	UEH	-42:41:54,287	-24:18:33,124	1318
	PO	-42:41:55,176	-24:18:30,956	1316
7-URG-010HP	SV	-42:41:54,139	-24:18:29,383	1315
	UEH	-42:41:53,502	-24:18:27,490	1314
	PO	-42:41:52,789	-24:18:25,657	1313
7-URG-012HP	SV	-42:41:52,253	-24:18:23,926	1312
	UEH	-42:41:50,471	-24:18:22,601	1312
	PO	-42:41:51,781	-24:18:20,704	1311
7-URG-16HP	SV	-42:41:50,856	-24:18:18,868	1310
	UEH	-42:42:11,408	-24:18:13,784	1303
	PG	-42:41:49,999	-24:18:15,282	1308
7-URG-17HP	SV	-42:41:49,340	-24:18:06,498	1304
	UEH	-42:42:10,562	-24:18:05,584	1298
	PG	-42:41:49,690	-24:18:02,894	1302
7-URG-14HP	SV	-42:41:49,754	-24:18:01,368	1301
	UEH	-42:42:10,832	-24:18:02,304	1295
	PG	-42:41:50,201	-24:17:58,189	1298
PLET-URG-001	UEH	-42:43:28,578	-24:17:59,219	1284
PLEM-URG-001	GA	-42:43:28,985	-24:18:00,364	1284
PLEM-URG-001	GA	-42:43:29,348	-24:18:01,764	1284
PLET-TBU-02	GA	-42:43:14,344	-24:17:40,286	1279
PLET-TBU-03	GA	-42:43:11,507	-24:17:38,324	1279
CAIXA TERMINAL ESDV-TBU-4	UEH	-42:43:12,626	-24:17:39,156	1279
MSPG-TBU-02 ESDV-TBU-4	MEG	-42:43:10,171	-24:17:37,622	1279
MSPG-TBU-02	UEH	-42:43:22,080	-24:17:16,030	1262
MSPG-TBU-02	UEH	-42:43:20,287	-24:17:15,223	1262

3.4. Demais Equipamentos do Sistema Submarino

Além das BAPs e ANMs instaladas nos poços, as quais são tratadas no **Capítulo 3.6**, os equipamentos presentes no sistema submarino do FPCST e que fazem parte do escopo do programa de descomissionamento são: quatro (04) PLETs, quatro (04) ESDVs e dois (02) *Manifolds*.

A **Tabela 3.4-I** apresenta a relação do equipamento submarino pertencente ao escopo do programa de descomissionamento do FPCST. As Caixas Terminais (CT) e Caixas de Junção (CJ) são consideradas como acessórios dos umbilicais, pois estão *in line* (flangeados), ou seja, foram instalados junto com as linhas submarinas, portanto não aparecem na tabela em questão.

Tabela 3.4-I - Relação dos equipamentos submarinos da FPCST.

A - Tipo	B - TAG	C' - Dimensões s (m) C x L x A	C - Peso (ton)	D - LDA (m)	E - Coordenada Geográfica		F - Situação operacional (operante ou inativo)	G - Data da Limpeza	H - Tamponamento
					Latitude	Longitude			
VÁLVULA SUBMARINA	ESDV 6" GE-03	4,22 x 1,25 x 1,74	13	1291	-24:18:02,120	-42:42:15,766	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação
VÁLVULA SUBMARINA	ESDV-GE-05	4,22 x 1,25 x 1,74	13	1293	-24:18:05,077	-42:42:15,748	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação
VÁLVULA SUBMARINA	ESDV-TBU-4	3,49 x 1,25 x 1,56	9	1262	-24:17:22,035	-42:43:21,704	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação
VÁLVULA SUBMARINA	ESDV-URG-4	4,22 x 1,25 x 1,74	10	1298	-24:18:12,260	-42:42:15,867	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação
MANIFOLD	MSPG-TBU-01	15,35 x 8,50 x 5,22	287	1062	-24:10:37,198	-42:42:10,032	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação
MANIFOLD	MSPG-TBU-02	16,49 x 8,50 x 5,22	243	1062	-24:10:37,745	-42:42:11,198	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação
PLET	PLET-TBU-2	8,63 X 9,00 X 4,95	32	1260	-24:17:23,128	-42:43:25,363	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação
PLET	PLET-TBU-3	8,63 X 9,00 X 4,95	32	1260	-24:17:22,242	-42:43:23,872	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação
PLET	PLET-TBU-4	8,63 X 9,00 X 4,95	32	1060	-24:10:37,395	-42:42:12,299	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação
PLET	PLET-TBU-5	8,63 X 9,00 X 4,95	32	1063	-24:10:38,893	-42:42:11,225	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação

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 Parcial 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 do FPSO Cidade de Santos está apresentado no **Anexo 2**.

3.6. Intervenções em Poços

As intervenções de abandono permanente serão realizadas conforme as diretrizes do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços – SGIP (Resolução ANP nº46/2016 – Capítulo 10.5 - Abandono), o “Caderno de Boas Práticas de E&P – Diretrizes para Abandono de Poços” e as condicionantes relativas à operação da plataforma nas atividades de perfuração licenciadas, inclusive quanto ao uso de fluidos e descarte de cascalhos, conforme LO de Perfuração da Área Geográfica da Bacia de Santos (LO N° 1006/2011, válida até 03/10/2024).

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

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

Para cada poço, os intervalos entre a desconexão e a fase 1 (ou única) e entre a fases 1 e 2 dos abandonos, não ultrapassarão o prazo limite de 3 anos para permanência em abando temporário sem monitoramento, conforme estabelecido pelo SGIP (Resolução ANP nº46/2016).

Para as BAPs, a proposta é não as remover, (permanência definitiva in situ), uma vez que:

- O item 3.4 (a) – Anexo I da Resolução ANP nº 817/2020 estabelece que a remoção da cabeça de poço (arrasamento) deve ocorrer para poços localizados em profundidade batimétrica igual ou menor a 100 m. Salienta-se que os poços do FPCST estão localizados em LDA superior a 1000 m e que a BAP é uma extensão da cabeça de poço.
- A permanência in situ das BAPs não causa interferências à navegação, ao meio ambiente marinho e aos demais usuários do mar, por se tratar de estruturas predominantemente compostas por aço e instaladas em profundidades superiores a 1000 m. Adicionalmente, concluído o projeto de descomissionamento, as BAPs permanecerão na mesma condição que se encontram atualmente, ou seja, a condição pós-descomissionamento é igual à de operação.

Para as ANMs, a destinação depende do tipo de abandono permanente que será efetuado no poço:

- No caso que for feito abandono “convencional”, a ANM será removida pelo fato de não ser possível (nas ANMs do tipo “Vertical”, instaladas nos poços do FPCST), remover a coluna por dentro da ANM. Por conseguinte, se este tipo de abandono for aplicado, somente a BAP permanecerá in situ.
- Para o abandono do tipo through tubing, não há obrigatoriedade de retirada da coluna de produção/injeção (a cimentação ocorre por dentro desta) e, por conseguinte, não há necessidade de remover a ANM.

A Tree Cap será removida, independentemente do tipo de abandono empregado (“convencional” ou through tubing). Isso se deve ao fato de ser obrigatório retirar a Tree Cap para se ter acesso ao interior do poço.

3.7. Materiais, Resíduos e Rejeitos Presentes nas Instalações

Este capítulo apresenta informações sobre a presença de NORM (*Naturally Occurring Radioactive Material*) na planta de processamento e tanques do FPCST, 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 e classificar as áreas com relação ao risco de exposição dos trabalhadores ao NORM. Em janeiro de 2021 foi realizado levantamento radiométrico (**Anexo 9 – Relatórios de Medição Radiométrica**) na planta de processamento e tanques do FPCST com o objetivo de identificar a presença de NORM (*Naturally Occurring Radioactive Material*).

Cabe ressaltar que a bordo do FPCST há apenas uma fonte de césio 137 de baixa potência, que fica armazenada no seu próprio invólucro (protegido) e é utilizada apenas para aferição do monitor portátil de radiação (TRACERCO). Esse monitor é utilizado para a avaliação de radiação TENORM, quando necessário. Portanto não existem fontes de radiação fixas.

De acordo com os relatórios, ficou confirmada a presença de NORM no FPCST. O seu tratamento seguirá as operações rotineiras de limpeza e acondicionamento em tambores devidamente identificados, armazenamento temporário na UEP e, posteriormente, desembarcados e encaminhados para armazenamento adequado.

Em caso de dificuldade de limpeza dos resíduos de NORM da planta de processo serão avaliados métodos de remoção dos equipamentos ou trechos de tubulação contaminados.

O quantitativo de tambores contendo borra oleosa gerados durante as operações de descomissionamento será indicado nos Relatórios Periódicos das Operações de Descomissionamento, bem como no RDI - Relatório de Descomissionamento de Instalações.

Produtos Químicos

Diversos tipos de produtos químicos são utilizados nos processos de tratamento de óleo, gás e água, na garantia de integridade das instalações e na garantia de escoamento da produção dos campos de petróleo. Dentre eles, destacam-se: desemulsificantes, antiincrustantes, sequestrantes de H₂S, inibidores de corrosão, biocidas, etanol, diesel, fluidos hidráulicos (base água) e óleos lubrificantes.

Como o FPCST ainda está em operação, os tipos e volumes de produtos químicos a bordo da plataforma estão em constante alteração. Ressalta-se que a lista será atualizada nos Relatórios Parciais de Execução do Programa bem como no Relatório de Descomissionamento de Instalações (RDI).

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

Tabela 3.7-V - Produtos químicos.

Identificação - Produto Químico	Função	Quantidade	Composição estimada	Será mantido até o final do Projeto? (S/N)	Será mantido para a Navegação? (S/N)
IDOS MX-200	INIBIDOR DE INCRUSTAÇÃO SUBSEA/TOPSIDE	4814 L	Etilenoglicol e polímero ácido	Não	Não
FOAMTREAT 14459	ANTIESPUMANTE PARA ÓLEO	2625 L	Poli dimetilsiloxano em solução orgânica	Não	Não
PHASETREAT 17722	DESEMULSIFICANTE	4024 L	Mistura de Amino Alcoxilato, Resina Policondensada e polímero de bloco PO/EO em solventes orgânicos	Não	Não
ETANOL ANIDRO	INIBIDOR DE HIDRATO	21.279 L	Etanol	Não	Não
CORRTREAT 13732	INIBIDOR DE CORROSÃO PARA GÁS	4.165 L	Mistura de derivado de imidazolina em	Não	Não

Identificação - Produto Químico	Função	Quantidade	Composição estimada	Será mantido até o final do Projeto? (S/N)	Será mantido para a Navegação? (S/N)
			solvente orgânico		
FLOCTREAT 14343	POLIELETRÓLITO	4.771 L	Produto Policondensado Catiônico em meio aquoso	Não	Não
CARBONATO DE SÓDIO	SEQUESTRANTE DE CÁLCIO	3.752 L	solução aquosa de carbonato de sódio	Não	Não
MEG (MONOETILENOGLICOL)	INIBIDOR DE HIDRATO SUBSEA	378.442 L	Monoetilenoglicol	Não	Não
TEG (TRIETILENOGLICOL)	DESIDRATANTE DE GÁS	5.176 L	Trietilenoglicol	Não	Não
Sibrax Scave O-39	SEQUESTRANTE DE OXIGÊNIO / CLORO	6.962 L	Bissulfito de sódio	Não	Não
BIOCONTROL RO	BIOCIDA DA MEMBRANA (URS)	1.218 L	mistura de amidas e glicos em solução aquosa	Não	Não
SISBRAX BIOC QT	BIOCIDA 1	2.915 L	mistura de compostos debenzilalquil e Dodecidimetilamina	Não	Não
SISBRAX THPS 75	BIOCIDA 2	2.403 L	mistura de Bis(Tetrakishidrometilfosfonio)Sulfato (2:1)	Não	Não
SCALETREAT 14347	INIBIDOR DE INCRUSTAÇÃO URS	5.747 L	DETA-Fosfonato em água	Não	Não
CC-5171	PRODUTO LIMPEZA BÁSICA URS	450 L	Mistura de 2-aminoetanol e outros	Não	Não
SODA CÁUSTICA	REGULADOR DE PH PARA MEG	660 L	Solução aquosa de hidróxido de sódio	Não	Não
AGENA 9425	ANTIESPUMANTE PARA MEG	1.000 L	solução a base de poliéteres glicólicos	Não	Não
HW-443	FLUIDO HIDRÁULICO SUBSEA	5.925 L	mistura a base de etilenoglicol, ácido arilsulfonamidoc	Não	Não

Identificação - Produto Químico	Função	Quantidade	Composição estimada	Será mantido até o final do Projeto? (S/N)	Será mantido para a Navegação? (S/N)
			arboxílico e dietanolamina		
Água Deionizada	Água destilada	2.750 L	Água destilada	SIM	NÃO
Ácido Cítrico	Limpeza Ácida	875 KG	Ácido cítrico 30% - 60%	NÃO	NÃO
Conntect 6000	Tratamento de efluente	76 L	Álcoois etóxi	NÃO	NÃO
DREWTAN RC	Convertedor de Ferrugem - Pintura	475 L	Poliamida	NÃO	NÃO
ENVIROMATE 2000	Tratamento de resíduos - tanques	50 L	Etilenoglicol	NÃO	NÃO
ES Compleat	Aditivo	38 L	Etilenoglicol	SIM	NÃO
HW 443 (Modec)	Fluido Hidráulico - HPU	2.800 L	Óleo hidráulico a base de monoetilenoglicol	SIM	NÃO
LAC	Limpeza Alcalina Heatric - CIP	125 L	Hidróxido de potássio	NÃO	NÃO
LYZER X5	DESINFETANTE DE USO GERAL	140 L	CLORETO N,N-DIALQUIL(C8-C10)- N,N-DIMETILAMONIO ; CLORETO DE N-BENZILAMONIO; ÁLCOOL ETÍLICO	SIM	NÃO
Monoetanolamina (MEA)	TEG	75 L	Monoetanolamina	NÃO	NÃO
Moussol - FOAM #3902	Espuma	200 L	Sulfactantes e polímeros	SIM	NÃO
LGE AFFF 3%	LGE	5.000 L	Butilcarbitol; Surfactante hidrocarbonado fluorado; Sulfato de Magnésio	SIM	NÃO
INHICOREP UT 300	Inibidor de Corrosão - CM/HTHM/LTHM	800 L	Nitrito de sódio 30% - 35%, Bórax pentahidratado 0,5% - 2,5%	SIM	NÃO
Perborato de sódio pó	Limpeza SRU	50 KG	Perborato de sódio	NÃO	NÃO
Pershy oil 1024	Emulsão Antiespumante	660 L	Xileno; Acetato de butila; Nafta; Etanol anidro	NÃO	NÃO

Identificação - Produto Químico	Função	Quantidade	Composição estimada	Será mantido até o final do Projeto? (S/N)	Será mantido para a Navegação? (S/N)
Querosene desodorizado	Laboratorio	80 L	Querosene	NÃO	NÃO
SAF ACID	CIP	250 KG	Ácido sulfâmico	SIM	NÃO
Bioc 10168 NR	Biocida	440 L	Metileno e sal de sódio	SIM	NÃO
CORTEC VPC1-309	Inibidor de Corrosão	454 KG	Nitratos, Fosfatos e Sílica Livre	SIM	NÃO
Ácido Ortofósforico	Ameroid RSR	200 L	Ácido fosfórico	SIM	NÃO
HDE-777	Limpeza Básica CIP	1.240 L	Fuel oil No. 2, alcóois C9-11 etóxi, Dietanolamina cocoato	SIM	NÃO
GC Hidróxido de Sódio	SRU	975 L	Hidróxido de sódio	SIM	NÃO
NITRITO DE SÓDIO	Heat Medium / Cooling Medium	1.675 KG	Nitrito de sódio	SIM	NÃO
L-2240 C	Slop Tank	2.400 L	Composto Organofosforado < 50%	SIM	NÃO

3.8. Materiais, Resíduos e Rejeitos Depositados no Leito Marinho

Complementarmente às estruturas do PDID que integram o escopo do PDI do FPSO Cidade de Santos, apresentadas no início do **Capítulo 3**, 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”) encontrados 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

Devido ao escopo parcial apresentado neste documento executivo, este capítulo apresenta as alternativas de destinação final dos principais componentes do escopo deste PDI Parcial: *risers* das linhas flexíveis, sistema de ancoragem e plataforma; propostas pela PETROBRAS especificamente para o Projeto de Descomissionamento do FPSO Cidade de Santos.

O escopo submarino restante será discutido no âmbito do PDI Executivo Parcial – Escopo Sistema Submarino do FPCST, que abrangerá os demais poços da concessão e contemplará as caracterizações e avaliações de alternativas do restante das *flowlines* dos dutos flexíveis, equipamentos submarinos e dutos rígidos. Para isso, será realizada uma avaliação multicritério de alternativas de descomissionamento e serão apresentados os resultados dessa análise nesse PDI do sistema submarino.

O gasoduto do sistema de exportação URG-MXL é estratégico para um eventual desenvolvimento de novas áreas na Bacia de Santos. Portanto, o descomissionamento proposto prevê a limpeza, inertização e hibernação desse gasoduto. Sua destinação final e de seus equipamentos será tratado quando do descomissionamento da PMXL-1, conforme foi informado à ANP no EJD, encaminhado no dia 31/03/2023 através da carta UN-BS 0074/2023.

A companhia se compromete a eleger a alternativa de descomissionamento em estrito alinhamento ao que determina a Resolução nº817/2020 Anexo I.

Sendo assim, a PETROBRAS reforça seu compromisso de planejar e executar as atividades de descomissionamento de sistemas submarinos de forma sustentável e segura, mitigando os riscos à vida humana, ao meio ambiente e aos demais usuários do mar, aderente às melhores práticas da indústria, conforme preconiza o Art. 5º da Resolução ANP nº 817/2020.

Risers dos Dutos Flexíveis

Ha 35 linhas flexíveis interligadas ao FPCST que, por questões técnicas, não possuem previsão de reaproveitamento em outros projetos da PETROBRAS.

Para este projeto, considerando as características das linhas/*risers*, as particularidades técnicas, o momento de execução das operações, os recursos a serem empregados/disponíveis e a logística envolvida, as Áreas Técnicas de Engenharia Submarina e de Descomissionamento da PETROBRAS avaliaram que o recolhimento dos *risers* no momento do pull out é uma opção viável neste projeto.

Portanto, para essas 35 interligações, a PETROBRAS propõe o recolhimento no momento do *pull out*, ou seja, sem deposição temporária no leito marinho, dos trechos de linhas entre o ponto de ancoragem (conexão entre a linha e a estaca torpedo) e o FPCST. Esses trechos são apresentados no **Capítulo 5.2** nos diagramas ilustrativos que identificam, para cada linha, equipamento e poço associados ao FPCST, a situação em relação a destinação proposta (**Figuras 5.2-I à 5.2-XIV**).

O recolhimento dos *risers* do FPCST foi avaliado considerando os aspectos técnicos e logísticos, bem como as características específicas do sistema submarino associado ao FPCST (incluindo o cenário ambiental).

Deste modo, os pontos de desconexão dos *risers* foram definidos de forma a minimizar as operações e, consequentemente, minimizar os impactos ambientais do *pull out*, bem como não prejudicar o descomissionamento das *flowlines* restantes. Destaca-se que a viabilidade desta separação entre recolhimento dos *risers* e descomissionamento do restante do sistema submarino (*flowlines* e equipamentos submarinos) já foi demonstrada e aplicada em outros projetos (ex.: P-07, P-12, P-15 e plataformas de Marlim).

Dessa forma, a desconexão entre tramos no ponto de ancoragem justifica-se pela maior facilidade técnica de execução da operação, uma vez que, *a priori*, minimiza-se a necessidade de ancoragem temporária das linhas flexíveis (ex.: instalação de peso morto / cacho de amarras), que seria demandada caso a abertura de conexão fosse feita na CRF (conexão *riser-flowline*). Isso reduz o número de operações e, por conseguinte, o tempo total da atividade e os possíveis impactos ambientais do processo de recolhimento dos *risers*.

A proposta deste PDI Executivo em caráter parcial adequa-se à possibilidade de segregação deste projeto de descomissionamento em duas fases distintas e independentes, uma vez que as operações de recolhimento dos *risers* neste momento, não

constituem limitações ou restrições técnicas na determinação da destinação final das flowlines conforme procedimento apresentado no Capítulo 5.3.2.

Sistema de Ancoragem

Para o descomissionamento do sistema de ancoragem, a PETROBRAS propõe que as vinte amarras de topo e trechos intermediários (cabos de poliéster) das linhas de ancoragem do FPCST sejam integralmente recolhidas.

Para as estacas torpedo e as amarras de fundo a elas conectadas, como é o caso do sistema de ancoragem do FPCST, propõe-se a permanência definitiva *in situ* das estruturas. As justificativas para essa proposta, já destacadas em outros projetos de descomissionamento com sistemas de ancoragem semelhantes, são:

- As estruturas foram instaladas há muitos anos, implicando em elevado tempo de consolidação do solo e, consequentemente, incerteza (difícil previsão) sobre as cargas envolvidas em uma eventual remoção, as quais podem ser muito altas. Isso acarreta eventuais riscos operacionais e de segurança às pessoas a bordo da embarcação (AHTS), por exemplo, associados ao rompimento de cabos tracionados, ou até mesmo (o que é muito provável) inviabilidade de execução da remoção;
- Ausência de histórico na realização da operação, dado que a PETROBRAS nunca executou a remoção deste tipo de estrutura, especialmente em águas profundas;
- As estacas têm grandes dimensões e massa. Para o FPCST, por exemplo, as estruturas têm cerca de 100 t. Assim, mesmo que a “descravação” no leito marinho seja possível, o manuseio das estruturas para *inboarding* e acomodação nas embarcações é complexo;
- Como as amarras de fundo estão diretamente conectadas às estacas, estas também permanecerão no solo marinho;
- Tanto as estacas quanto as amarras de fundo são constituídas de aço, que é um material considerado praticamente inerte, uma vez que a taxa de corrosão

nas condições do leito marinho é muito lenta, especialmente para trechos enterrados.

Por motivos semelhantes aos já apresentados para justificar a destinação das estacas torpedo de ancoragem do FPSO, a PETROBRAS também propõe que as estacas de ancoragem de linhas flexíveis conectadas aos risers, presentes no escopo deste PDI Parcial do FPCST, bem como as amarras a elas conectadas, não sejam removidas, ou seja, permaneçam definitivamente cravadas no solo marinho (proposta já apresentada e aprovada em outros projetos de descomissionamento semelhantes).

Plataforma

O Projeto de Descomissionamento do FPCST considera que a plataforma será rebocada pela empresa proprietária (MODEC) diretamente da locação atual para águas internacionais (fora de Águas Jurisdicionais Brasileiras - AJB).

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

Para os 13 poços cujo abandono permanente faz parte do escopo do Programa de Descomissionamento, a PETROBRAS propõe que a BAP não seja removida, permanecendo definitivamente *in situ*. Adicionalmente, caso o procedimento de abandono dos poços seja do tipo *through tubing*, a ANM também não será removida, permanecendo definitivamente *in situ* na cabeça do poço, juntamente com a BAP. A definição por esse tipo de abandono depende de avaliações a serem realizadas até a conclusão dos respectivos projetos executivos dos abandonos de cada poço.

Conforme mostrado na **Figura 5.1-I** abaixo, a BAP (Base Adaptadora de Produção) e a ANM (Árvore de Natal Molhada) são componentes distintos do, comumente denominado, “Conjunto ANM” (que ainda conta com a Tree Cap).

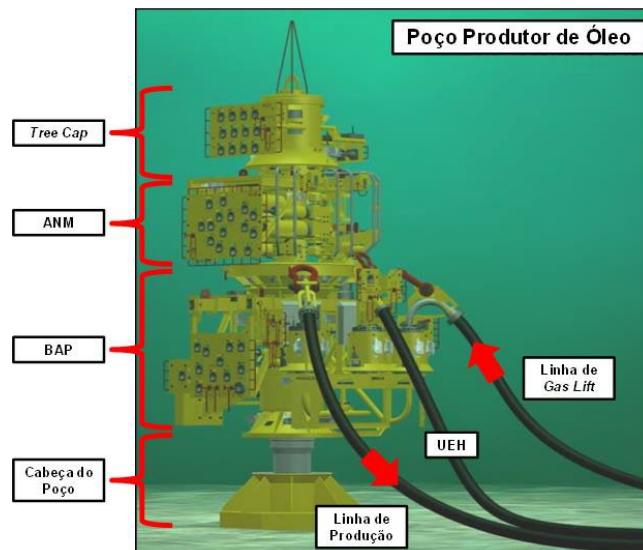


Figura 5.1-I – Representação de um Conjunto ANM.

Para as BAPs, a proposta é não as remover (permanência definitiva *in situ*), uma vez que:

- O item 3.4 (a) – Anexo I da Resolução ANP nº 817/2020 estabelece que a remoção da cabeça de poço (arrasamento) deve ocorrer para poços localizados em profundidade batimétrica igual ou menor a 100 m. Salienta-se que os poços

do FPCST estão localizados em LDA superior a 1000 m e que a BAP é uma extensão da cabeça de poço;

- A permanência *in situ* das BAPs não causa interferências à navegação, ao meio ambiente marinho e aos demais usuários do mar, por se tratar de estruturas predominantemente compostas por aço e instaladas em profundidades superiores a 1000 m. Adicionalmente, concluído o projeto de descomissionamento, as BAPs permanecerão na mesma condição que se encontram atualmente, ou seja, a condição pós-descomissionamento é igual à de operação.

Para as ANMs, a destinação depende do tipo de abandono permanente que será efetuado no poço (a definição do tipo de abandono depende de avaliações a serem realizadas durante a etapa de elaboração do projeto executivo do abandono de cada poço):

- No caso de abandono “convencional”, no qual há remoção da coluna de produção/injeção, a ANM precisa ser removida. Isso se deve ao fato de não ser possível (nas ANMs do tipo “Vertical”, instaladas nos poços do FPCST), remover a coluna por dentro da ANM. Por conseguinte, se este tipo de abandono for aplicado, somente a BAP permanecerá *in situ*;
- Para o abandono do tipo *through tubing*, não há obrigatoriedade de retirada da coluna de produção/injeção (a cimentação ocorre por dentro desta) e, por conseguinte, não há necessidade de remover a ANM. Todavia, esclarece-se que não há qualquer tipo de comprometimento da segurança ambiental e riscos operacionais aos trabalhadores na operação de remoção da ANM em um poço com abandono do tipo *through tubing*, de modo que não existe limitação/impedimento para a sua execução.

Na avaliação da PETROBRAS, a situação de permanência definitiva *in situ* também da ANM, no caso de abandono do tipo *through tubing*, é idêntica à de manutenção na cabeça do poço somente da BAP, para o abandono “convencional”. Isso se deve ao fato de a ANM também ser constituída predominantemente de aço e ter dimensão semelhante à da BAP. Como referência (ordem de grandeza), tem-se que a distância média do topo da BAP até o leito marinho é de aproximadamente 4 m, enquanto do topo da ANM (sobre a BAP) até o leito marinho é de 7 m.

Logo, apesar de ser possível/viável remover a ANM nos casos de abandono *through tubing*, tanto é que isso ocorre em poços com abandono “convencional”, a PETROBRAS entende, com base nas análises realizadas por seu corpo técnico, que a execução desta operação não representa ganhos, pois os custos financeiros não serão traduzidos em benefício ambiental ou em maior segurança para outros usuários do mar.

Destaca-se, adicionalmente, que não foi identificado nenhum impeditivo do ponto de vista ambiental ou de segurança para a manutenção *in situ* (sobre a BAP) das ANMs que integram o escopo deste projeto de descomissionamento.

Por fim, registra-se que, conforme indicado no **Capítulo 3.6** (Intervenção em Poços), a *Tree Cap* será removida, independentemente do tipo de abandono empregado (“convencional” ou *through tubing*). Isso se deve ao fato de ser obrigatório retirar a *Tree Cap* para se ter acesso ao interior do poço.

A **Tabela 5.1-I** apresenta o resumo das intervenções a serem realizadas e da situação final prevista para os poços integrantes do escopo do descomissionamento do FPCST. A coluna “Status Final” mostra a condição final do poço. Os poços terão status final de “Abandonado Permanentemente” com previsão de abandono em duas fases, conforme registrado na coluna “Intervenções Previstas”. Atenção para as informações da coluna “Status Atual” que tem como data de referência 12/04/2023.

Todas as intervenções de abandono permanente serão realizadas conforme as diretrizes do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços – SGIP (Resolução ANP nº46/2016 – Capítulo 10.5 - Abandono), o “Caderno de Boas Práticas de E&P – Diretrizes para Abandono de Poços” e as condicionantes relativas à operação da plataforma nas atividades de perfuração licenciadas, inclusive quanto ao uso de fluidos e descarte de cascalhos, conforme LO de Perfuração da AGBS (LO N° 1006/2011, com renovação válida até outubro/2024).

Tabela 5.1-I - Situação final dos poços após descomissionamento.

Nome do poço ANP	Status atual	Intervenções previstas	Status Final	Equipamentos que não serão removidos e metragem acima do leito marinho**	Data do Status Final
7-TBU-7HP-RJS	Fechado	Fase 1: 2026 Fase 2: 2028	Abandonado Permanentemente	BAP 4,2m	2028
7-URG-10HP-RJS	Produzindo	Fase 1: 2025 Fase 2: 2027	Abandonado Permanentemente	BAP ~4,2m	2028
7-URG-12HP-RJS	Abandonado temporariamente com monitoramento	Fase 1: 2028 Fase 2: 2031	Abandonado Permanentemente	BAP ~4,2m	2031
7-URG-14HP-RJS	Produzindo	Fase 1: 2028 Fase 2: 2029	Abandonado Permanentemente	BAP ~4,2m	2029
7-URG-16HPA-RJS	Fechado	Fase 1: 2028 Fase 2: 2031	Abandonado Permanentemente	BAP ~4,2m	2031
7-URG-17DA-RJS	Fechado	Fase 1: 2028 Fase 2: 2029	Abandonado Permanentemente	BAP ~4,2m	2029
7-URG-19D-RJS	Produzindo	Fase 1: 2026 Fase 2: 2028	Abandonado Permanentemente	BAP ~4,2m	2028
7-URG-4-RJS(*)	Abandonado temporariamente sem monitoramento	Fase 1: 2025 Fase 2: 2027	Abandonado Permanentemente	BAP ~4,2m	2027
7-URG-6HP-RJS	Produzindo	Fase 1: 2027 Fase 2: 2029	Abandonado Permanentemente	BAP ~4,2m	2029
7-URG-8HPA-RJS	Produzindo	Fase 1: 2025 Fase 2: 2028	Abandonado Permanentemente	BAP ~4,2m	2028
8-URG-20H-RJS	Injetando	Fase 1: 2028 Fase 2: 2029	Abandonado Permanentemente	BAP ~4,2m	2029
8-URG-22HPA-RJS	Injetando	Fase 1: 2026 Fase 2: 2028	Abandonado Permanentemente	BAP ~4,2m	2028
9-TBU-2HA-RJS	Fechado	Fase 1: 2026 Fase 2: 2028	Abandonado Permanentemente	BAP ~4,2m	2028

(*) Poço integrante do Termo de Ajustamento de Conduta (ANP) para adequação ao SGIP (item 10.5.3.3).

(**) Caso o abandono seja *through tubing* a ANM também permanecerá *in situ*, ficando a metragem aproximada acima do leito de 7m.

5.2. Demais instalações

Este capítulo apresenta as alternativas de descomissionamento (destinação final) selecionadas das linhas flexíveis (*risers*), do sistema de ancoragem e da plataforma propostas pela PETROBRAS, especificamente para o Projeto de Descomissionamento da Plataforma FPCST.

Para cada instalação contemplada no PDI Executivo Parcial 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 do FPCST.

Destinação dos *Risers* Associados ao FPCST

Todos os *risers* associados ao FPCST são flexíveis. A PETROBRAS propõe o recolhimento no momento do *pull out*.

Há 35 linhas flexíveis interligadas ao FPCST que, por questões técnicas e econômicas, não possuem previsão de reaproveitamento em outros projetos da PETROBRAS. Para esses 35 *risers*, a PETROBRAS propõe o recolhimento no momento do *pull out*.

A seguir, são apresentados diagramas ilustrativos que identificam, para cada linha, equipamento e poço associados ao FPCST, a situação em relação a destinação proposta (**Figuras 5.2-I à 5.2-XIV**). O ponto de desconexão / corte para separar os trechos que serão recolhidos no momento do *pull out* dos trechos que serão avaliados posteriormente com o uso da metodologia multicritério, cuja análise será apresentada no próximo PDI Executivo Parcial, considerou aspectos técnicos, analisados pelas Áreas de Engenharia Submarina e de Descomissionamento da PETROBRAS, e tem como premissa para determinação desse ponto de separação os locais nos quais as linhas estão ancoradas por estacas torpedo, visando aumentar a segurança das operações e evitar, na medida do possível, a necessidade de instalação de ancoragem provisória.

Esta proposta de destinação (remoção parcial) implica em:

- Recolhimento de 59.155 m / 7989 t de dutos flexíveis (47% do total);
- Recolhimento de 33.838 m / 2759 t de UEH (38% do total);
- Recolhimento de 3 ESDVs das linhas de produção dos poços produtores de gás de Uruguá.

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* sem deposição no leito marinho;
- Na cor **vermelha**, estão apontados os trechos de linhas e equipamentos cuja destinação final não faz parte do escopo do Programa de Descomissionamento do FPCST e ficarão hibernados para eventual reaproveitamento futuro;
- Na cor **preta**, estão evidenciados os trechos para os quais as alternativas de descomissionamento serão avaliadas com o uso da metodologia multicritério, considerando os aspectos técnicos, ambientais, de segurança, sociais, de custo e de gerenciamento de resíduos, cuja análise será apresentada no próximo PDI Executivo Parcial.

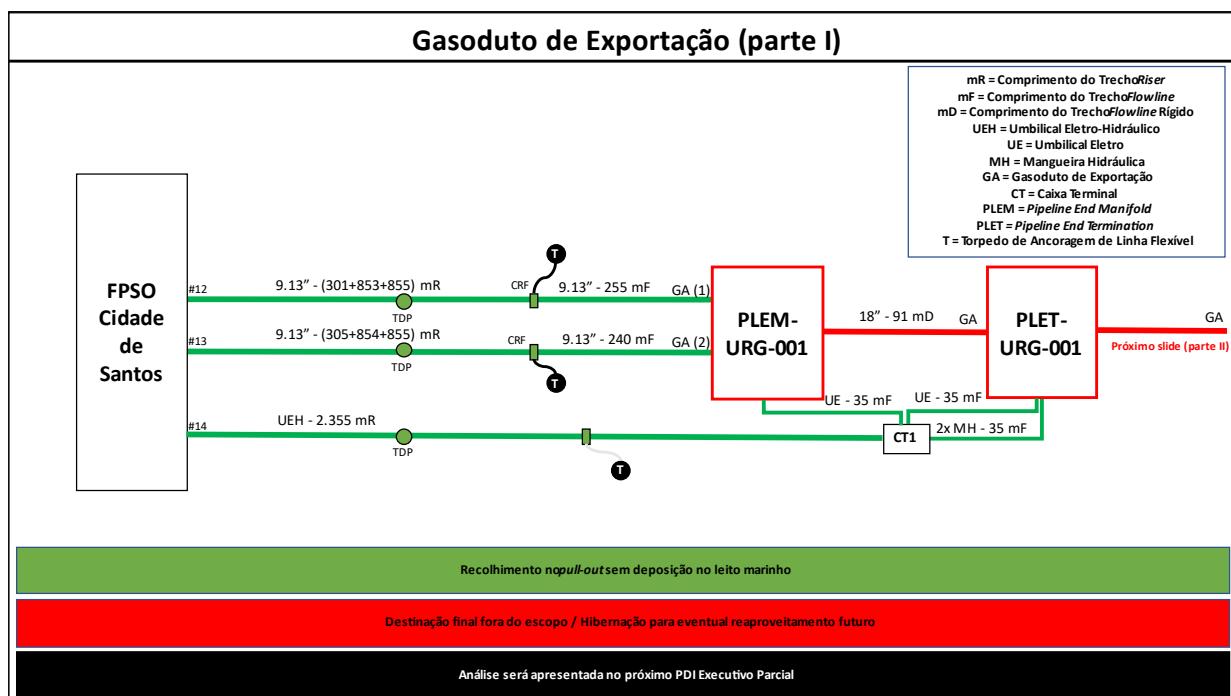


Figura 5.2-I - Diagrama das linhas do gasoduto de exportação FPCST/PMXL-1 (Parte 1).

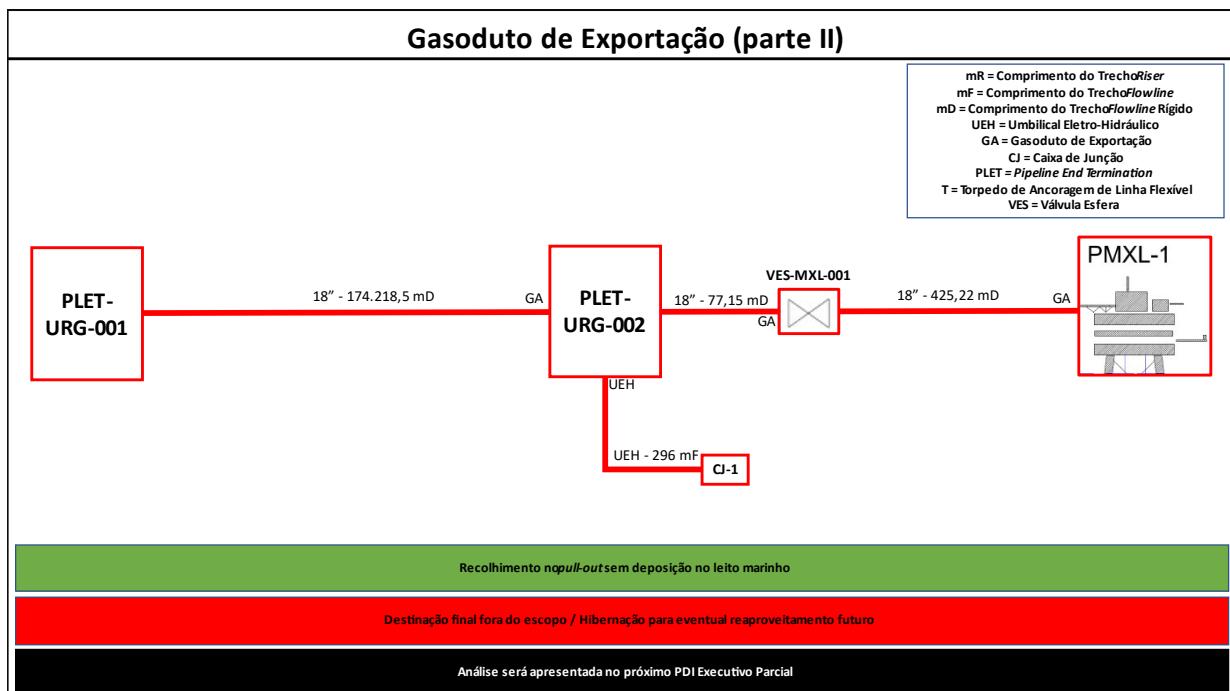


Figura 5.2-II – Diagrama das linhas do gasoduto de exportação FPCST/PMXL-1 (Parte 2).

Para o poço URG-10 a seguir, os trechos dos dutos de PO e GL e do UEH entre o ponto de ancoragem e o poço são relativamente curtos (da ordem de 700 m – ver **Anexos 2 e 7**), já que o poço se encontra próximo ao FPCST, conforme mostrado no **Anexo 3**. Nesta situação, torna-se mais fácil/conveniente fazer a desconexão direto no poço (ou seja, no “Sistema ANM”), em vez de no ponto de ancoragem, e, por conseguinte, recolher integralmente as duas interligações no momento do *pull out*, conforme mostrado na **Figura 5.2-III**.

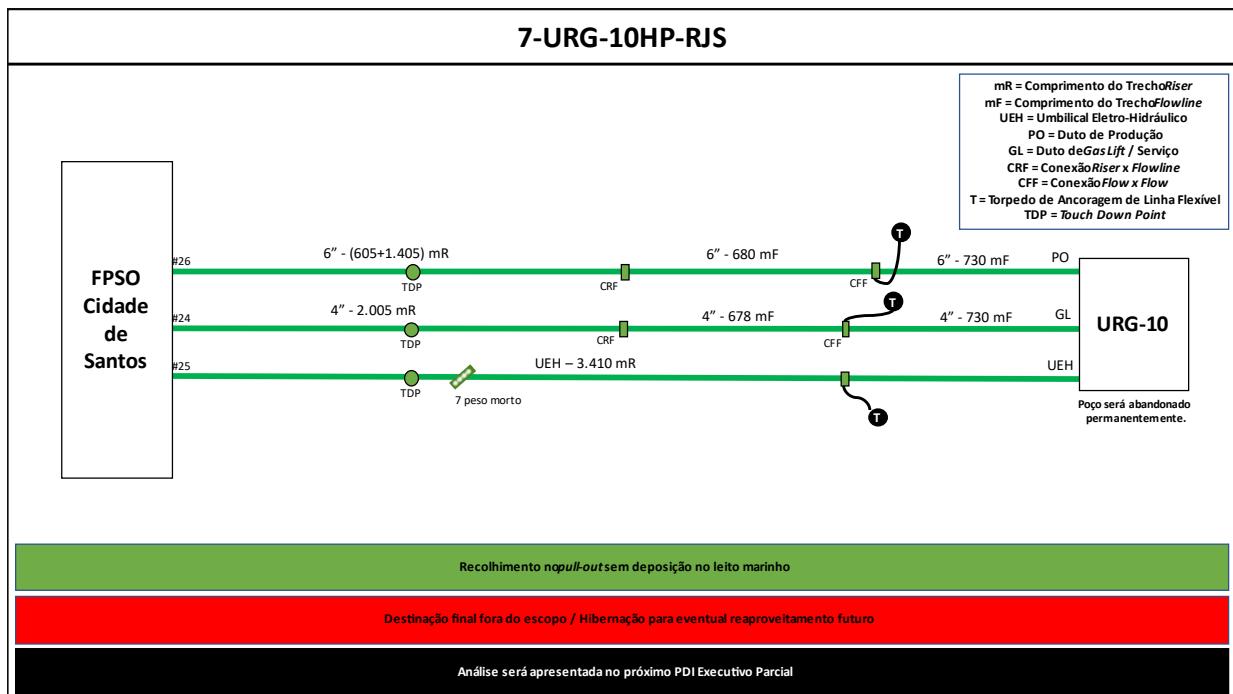


Figura 5.2-III– Diagrama das linhas do poço produtor 7-URG-10HP-RJS.

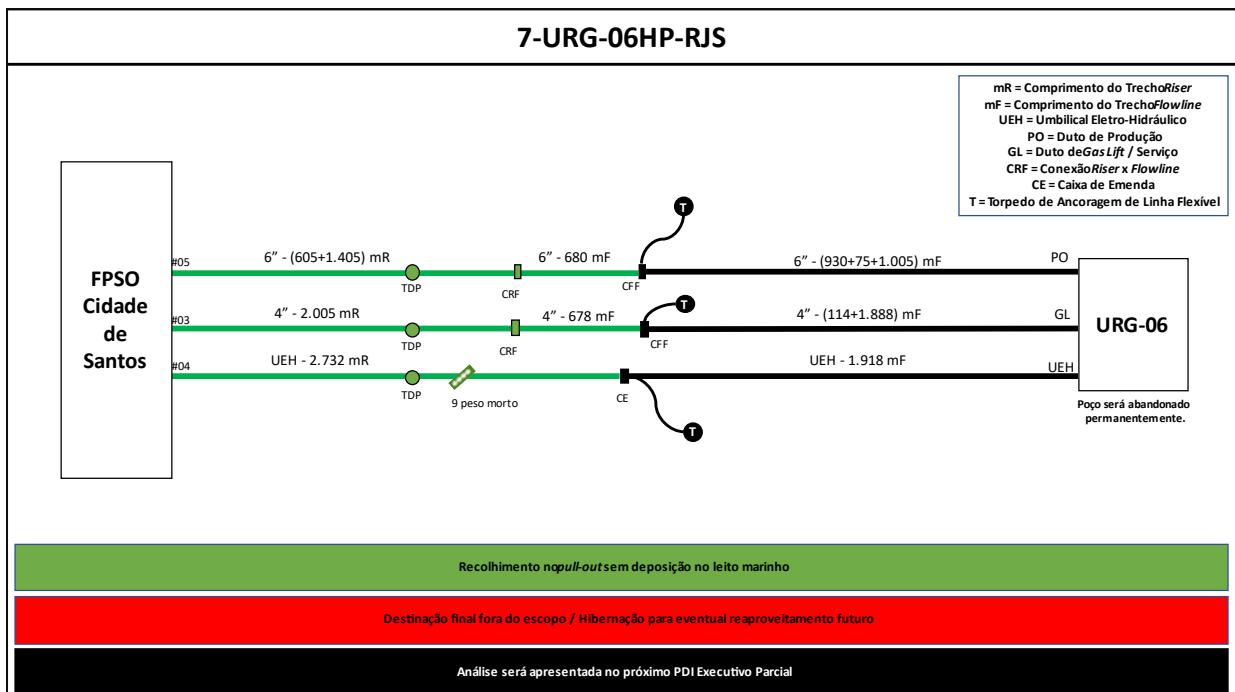


Figura 5.2-IV– Diagrama das linhas do poço produtor 7-URG-6HP-RJS.

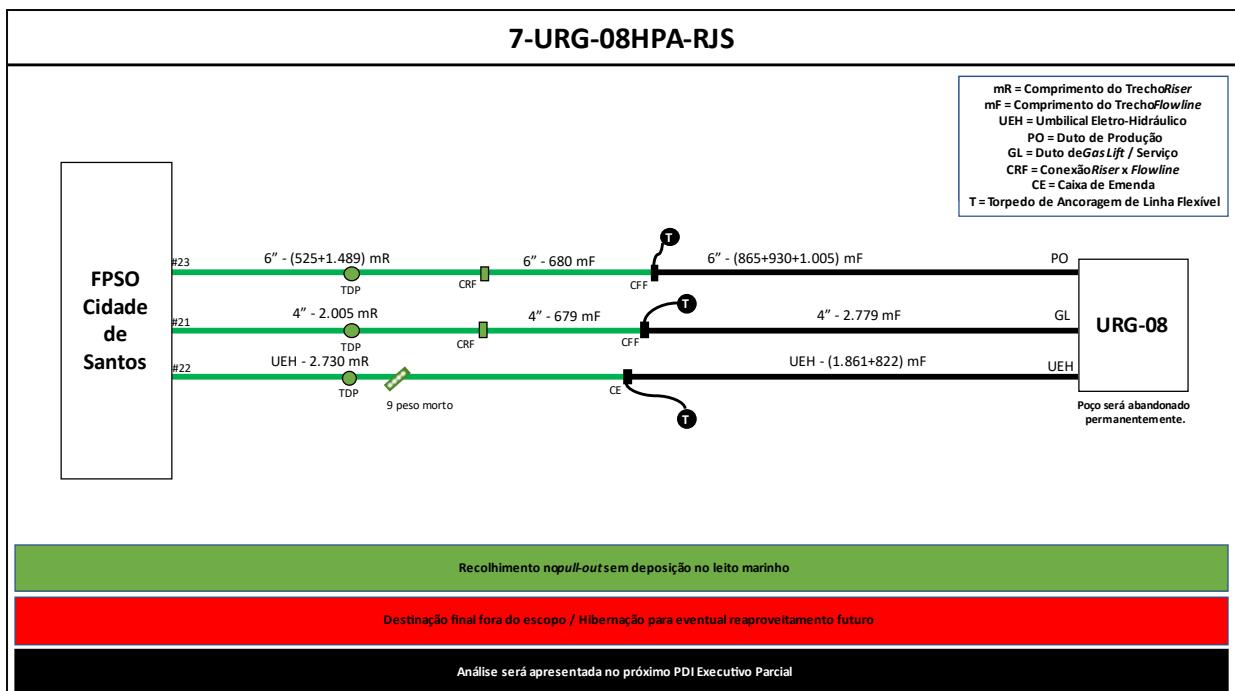


Figura 5.2-V– Diagrama das linhas do poço produtor 7-URG-08HPA-RJS.

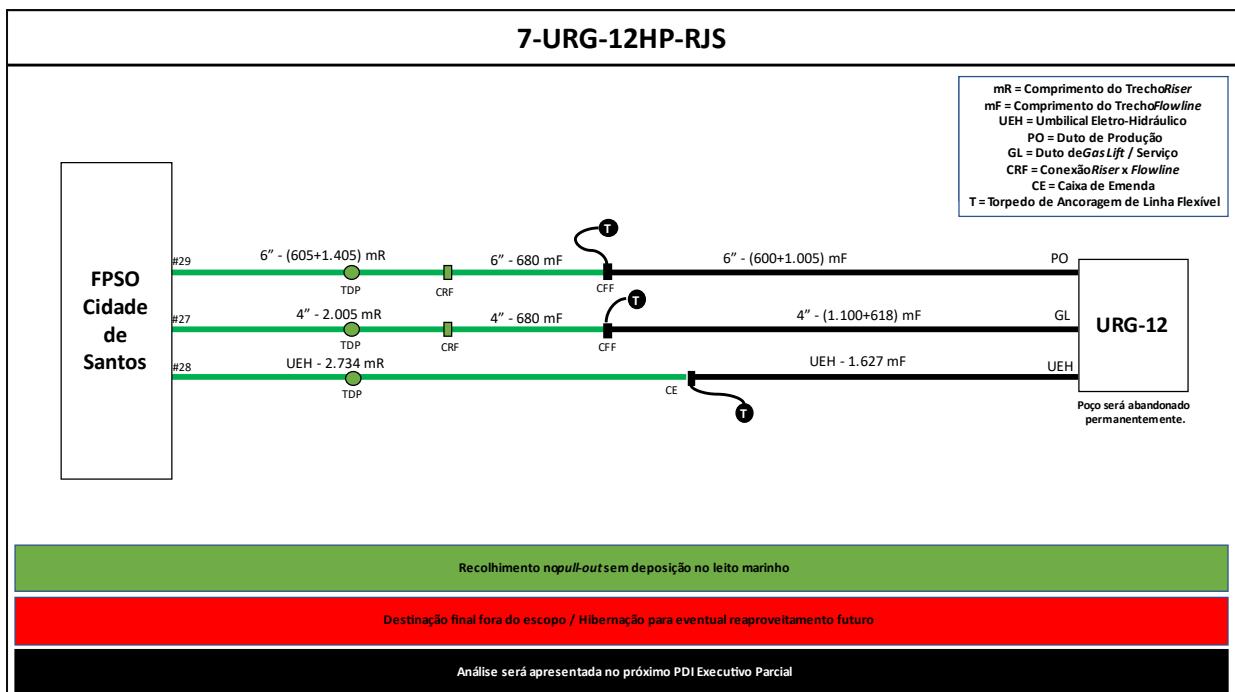


Figura 5.2-VI– Diagrama das linhas do poço produtor 7-URG-12HP-RJS.

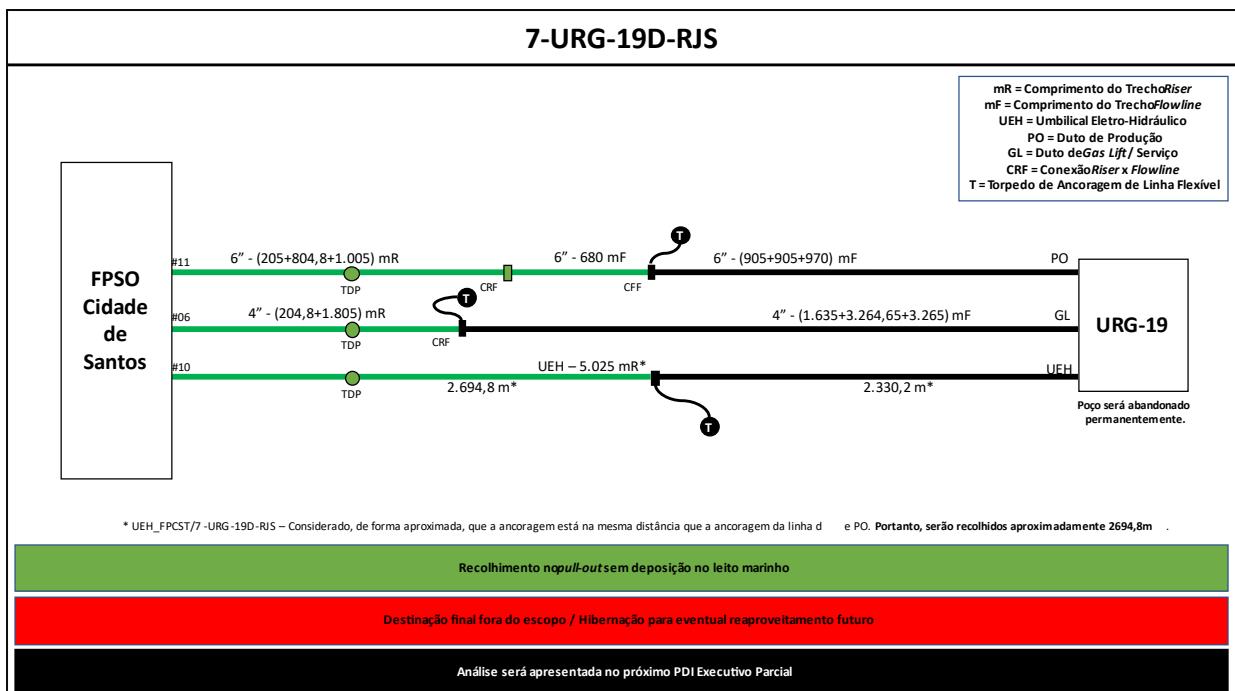


Figura 5.2-VII – Diagrama das linhas do poço produtor 7-URG-19D-RJS.

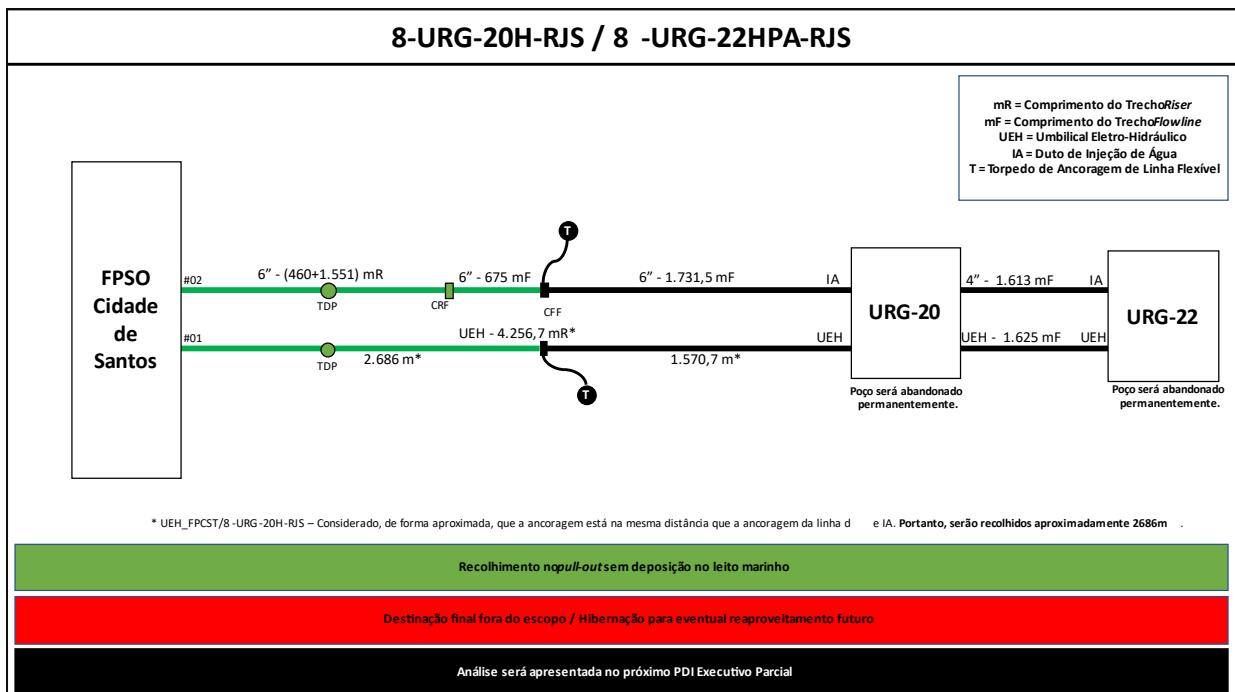


Figura 5.2-VIII – Diagrama das linhas dos poços injetores 8-URG-20H-RJS/8-URG-22HPA-RJS.

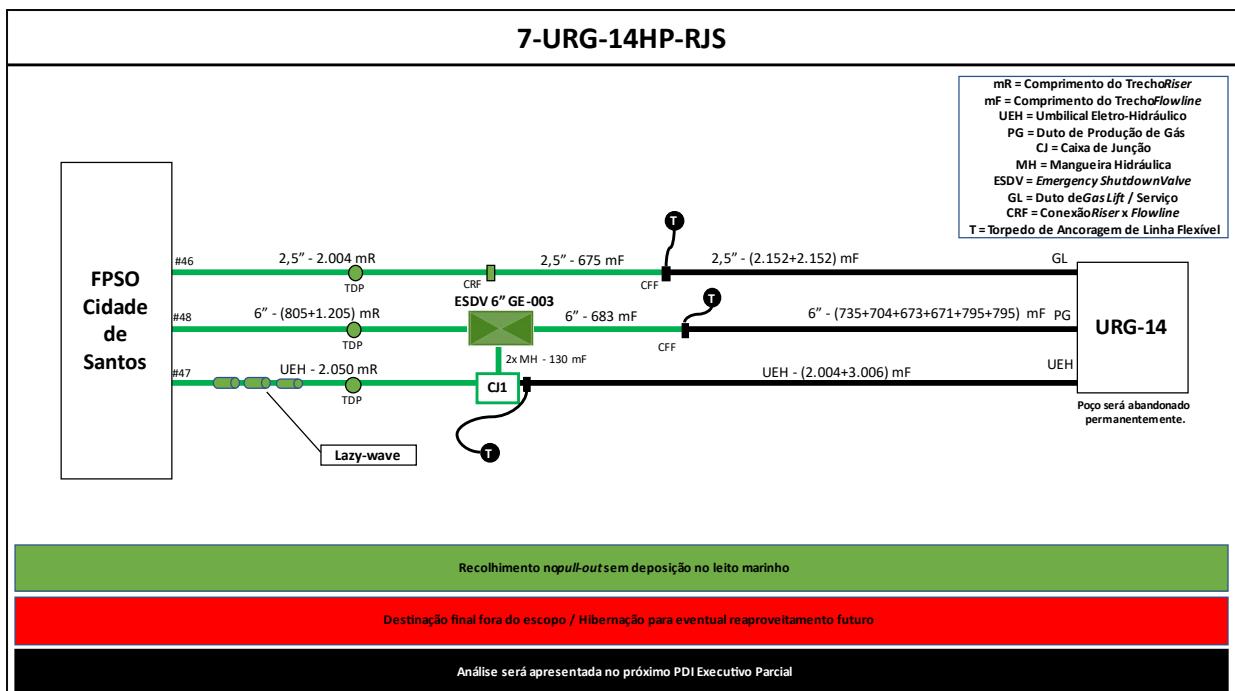


Figura 5.2-IX – Diagrama das linhas do poço produtor 7-URG-14HP-RJS.

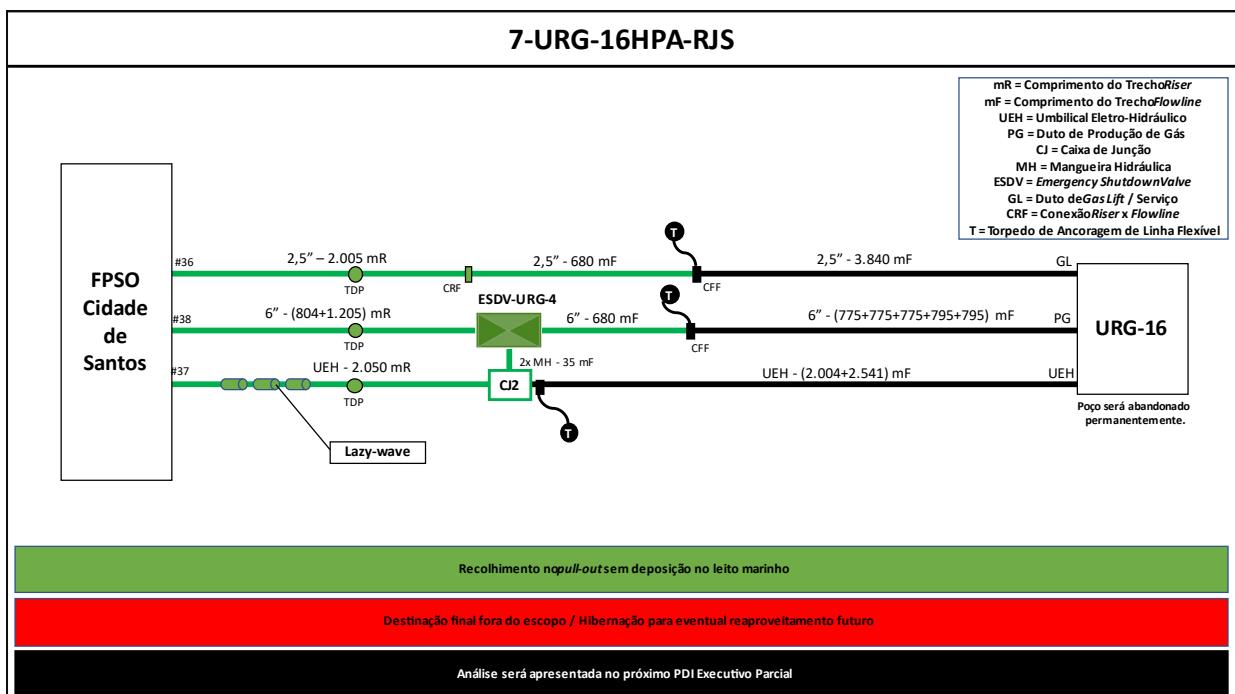


Figura 5.2-X – Diagrama das linhas do poço produtor 7-URG-16HPA-RJS.

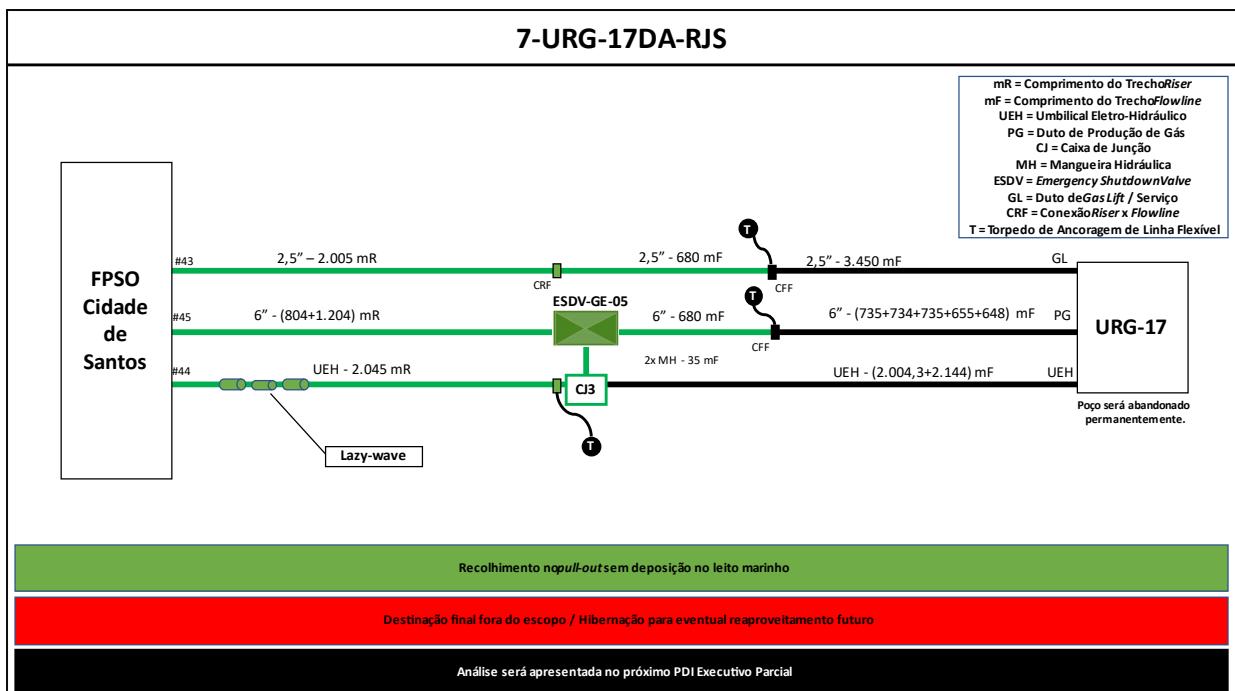


Figura 5.2-XI – Diagrama das linhas do poço produtor 7-URG-17DA-RJS.

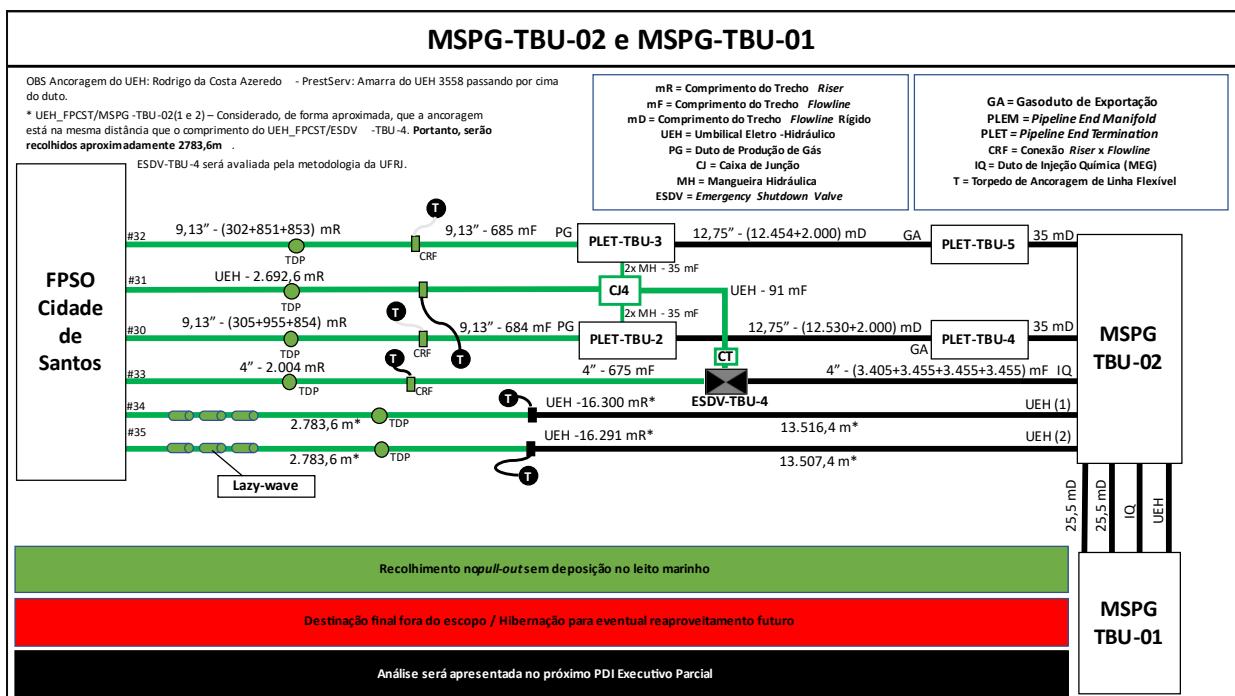


Figura 5.2-XII – Diagrama das linhas interligadas aos MSPG-TBU-02 e MSPG-TBU-01.

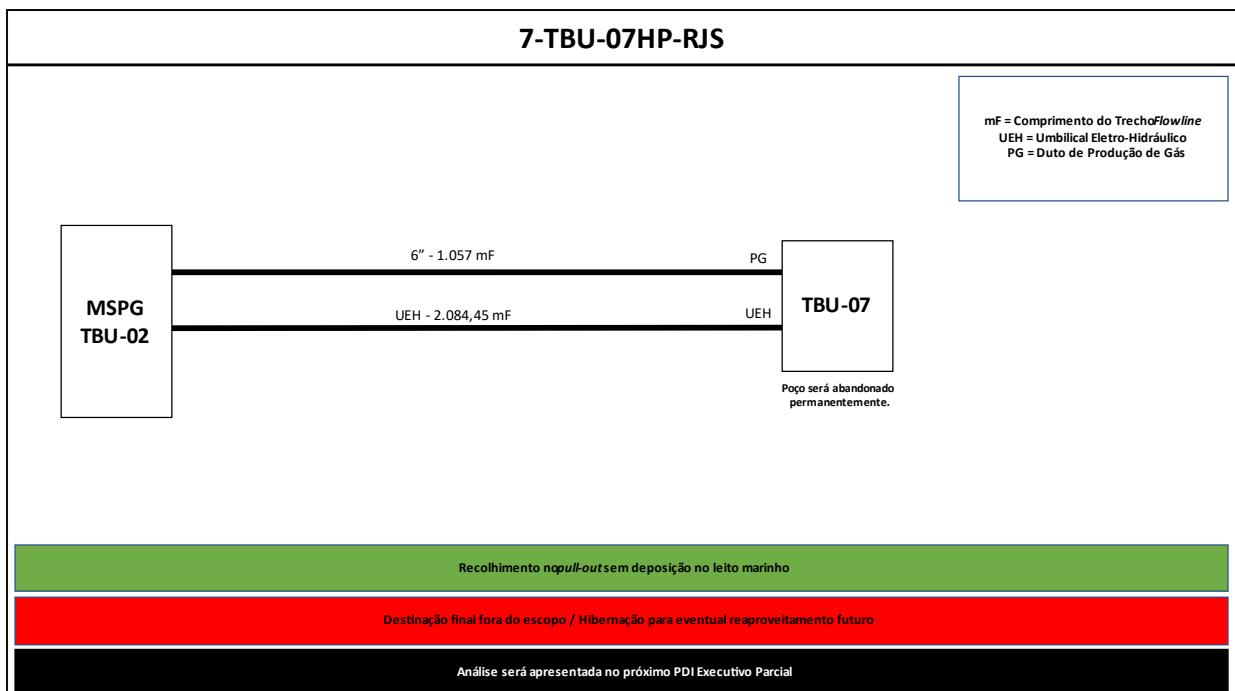


Figura 5.2-XIII – Diagrama das linhas do poço produtor 7-TBU-07HP-RJS.

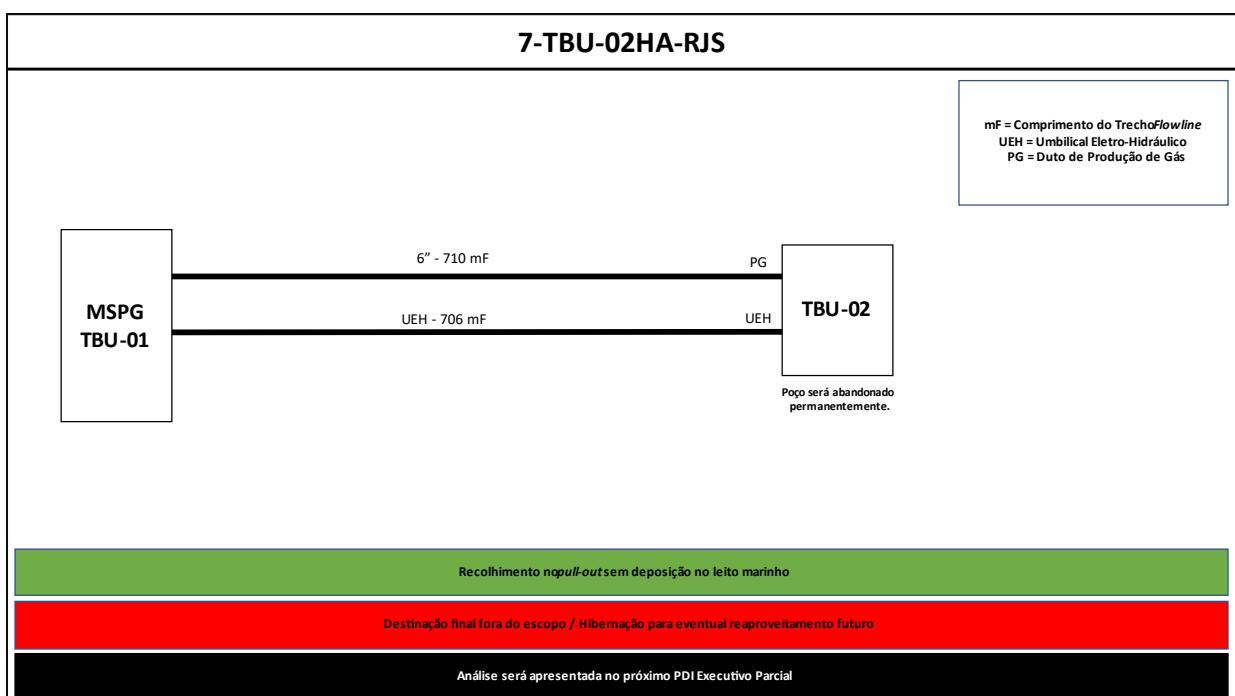


Figura 5.2-XIV – Diagrama das linhas do poço produtor 7-TBU-02HA-RJS.

Destinação do Sistema de Ancoragem

As etapas de desconexão e recolhimento parcial do sistema de ancoragem do FPCST podem ser simplificadamente resumidas da seguinte forma:

As vinte linhas de ancoragem do FPCST serão desconectadas, permitindo o recolhimento das amarras de topo (segmento superior) e dos cabos de poliéster (segmento intermediário). Para as amarras de fundo (segmento inferior) e as vinte estacas torpedo, 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 4300 m / 1118 t de amarras de topo;
- Recolhimento de 35000 m / 1033 t de cabos de poliéster;
- Recolhimento de 8815 m / 2298 t de amarras do trecho intermediário
- Permanência definitiva *in situ* de 2000 m / 582 t de amarras de fundo;
- Permanência definitiva *in situ* de 20 estacas torpedo (total de 2045 t).

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

Destinação da Plataforma

De acordo com o **Capítulo 4**, o Programa de Descomissionamento do FPCST considera que a plataforma será rebocada diretamente pela proprietária (MODEC) da locação atual para águas internacionais.

A desancoragem do FPCST será realizada pela PETROBRAS e o reboque será de responsabilidade da MODEC (empresa proprietária da plataforma). Durante as atividades de desancoragem, os rebocadores sob responsabilidade da MODEC deverão estar na locação com o objetivo de assumir o reboque e guarnição da plataforma assim que todas as linhas de ancoragem forem desconectadas do FPCST.

Logo que a desancoragem for concluída, o proprietário será orientado a:

- 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 adequada à unidade.

Considerando que foi identificada a ocorrência de coral-sol no casco da plataforma (ver **Capítulo 7.1**), a rota de navegação para o exterior deverá, obrigatoriamente, evitar aproximação de áreas ambientalmente protegidas e sensíveis da costa brasileira. Logo, a rota de reboque considerará a navegação em mar aberto, desviando das áreas de maior relevância de biodiversidade. A proprietária (MODEC) tem conhecimento da presença de coral-sol no casco da plataforma e posteriormente será apresentado um Plano de Ações para Prevenção e Controle da Disseminação do Coral Sol pela Plataforma.

Serão seguidos os trâmites regulares junto à Marinha do Brasil relacionados à entrada / saída de embarcações em AJB.

Adicionalmente, não está prevista a remoção de equipamentos ou qualquer outra instalação da planta de processamento da plataforma. O desembarque de pequenos materiais, peças sobressalentes em geral e mangote de *offloading* está em planejamento. Além destes mencionados, no momento não está previsto o desembarque de nenhum outro equipamento de grande porte.

Destinação de Materiais e Resíduos no Leito Marinho

Além das estruturas do PDID que integram o escopo do PDI Executivo Parcial do FPSO Cidade de Santos, os seguintes materiais e resíduos (“sucatas”) identificados durante as operações de descomissionamento (ver **Capítulo 3.8**) serão recolhidos do leito marinho, conforme especificado no item 3.10, Anexo I, da Resolução ANP nº 817/2020:

- Estruturas com qualquer uma de suas dimensões superior a 1 m;
- Estruturas localizadas dentro de um raio de 500 m do FPCST 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 do FPCST.11067

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.

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

As embarcações (ex.: SDSV, RSV, PLSV, AHTS) utilizadas em todas as fases do Projeto de Descomissionamento do FPCST, 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 02022.001637/2011-51) – 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 de projetos continuados, citado, a devida anuênciaria será solicitada a este órgão ambiental e os projetos ambientais PCP e PEAT também serão implementados de acordo com a anuênciaria.

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 do FPCST 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 do FPCST está contemplada nos itens anteriores (**5.2.a** e **5.2.b**).

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

Os detalhamentos quanto aos locais de armazenamento temporário e destinação final de cada sistema do FPCST 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.

Durante o 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 o FPCST que não há previsão de assentamento temporário de dutos no leito marinho. Vale ainda ressaltar que o leito marinho é livre de ambiente sensível, conforme informado no **Capítulo 7.1**.

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 saída da unidade de sua locação atual direto para águas internacionais. Dessa forma, não há previsão de desmontagem da unidade no escopo do projeto de descomissionamento do FPCST.

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

É previsto apenas desembarque de equipamentos de pequeno porte, que seguirão rota similar às operações logísticas de rotina da Unidade.

É possível que durante as operações de descomissionamento, seja necessário fazer o desembarque de algum equipamento que não tenha sido mapeado. Caso seja necessário, a operação de desembarque será informada através do Relatório Parcial de Descomissionamento.

Foi identificada a ocorrência de coral-sol no casco da plataforma, conforme indicado no **Capítulo 7.1**, portanto, 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.

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*), bem como a utilização dos tanques da Unidade para recebimento de fluidos não enquadrados para descarte e sistema de manuseio de carga.

5.3.1.d) Durante a fase de descomissionamento, equipamentos adicionais poderão ser contemplados e instalados para atividades específicas de descomissionamento à exemplo dos itens abaixo:

- unidade de geração de nitrogênio (UGN);
- unidade de bombeio;
- unidade de geração de vapor;
- planta modular de tratamento de água.

A UGN é utilizada para remoção de gases e criação de atmosfera inerte no interior dos equipamentos. A unidade de bombeio, mesmo equipamento utilizado na lavagem dos dutos, é utilizada na circulação de fluidos para lavagem da planta de processo. O uso da unidade de geração de vapor, caso necessário, tem por objetivo a liberação dos hidrocarbonetos presentes nas paredes dos vasos, auxiliando na limpeza interna.

Por fim, para realização do descarte de fluidos dentro dos parâmetros requeridos, será utilizada uma planta modular de tratamento de água, anuída através do Ofício Nº 707/2020/COPROD/CGMAC/DILIC , atuando de forma complementar ao tanque *slop* (separação por diferença de densidade).

5.3.2. Procedimentos Operacionais

Procedimentos e Análises de Riscos

As atividades / operações previstas no Projeto de Descomissionamento do FPCST 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 dos *risers*;
- Desconexão e recolhimento parcial de linhas de ancoragem.

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

Fase A: Fechamento dos Poços e Parada de Produção

A parada definitiva de produção do FPCST está prevista para ocorrer em 04/01/2024.

- Poços produtores de óleo e gás.

O procedimento de fechamento dos poços produtores de óleo (7-URG-6HP-RJS, 7-URG-8HPA-RJS, 7-URG-10HP-RJS e 7-URG-19D-RJS) ocorrerá através da suspensão de injeção do gás *lift* nos poços, interrompendo sua produção para a UEP. Em seguida, serão fechadas todas as válvulas das ANMs e as linhas de serviço dos poços serão despressurizadas. Logo que iniciado a injeção de líquido para a limpeza das linhas, será realizada a despressurização completa das linhas de serviços. O poço 7-URG-12HP-RJS encontra-se em abandono temporário com monitoramento e conectado à plataforma.

Os poços, 9-TBU-2HA-RJS, 7-TBU-7HP-RJS, 7-URG-14HP-RJS, 7-URG-16HPA-RJS e 7-URG-17DA-RJS são poços produtores de gás. O procedimento de fechamento para os poços 7-URG-14HP-RJS e 7-URG-16HPA-RJS será através do fechamento das válvulas da ANM. Em seguida, será certificado que a pressão de *topside* da linha de produção está equalizada com a pressão do separador multifásico de produção, para então seguir com o fechamento da SDV de *topside* e SDV submarina.

Atualmente o poço 7-URG-17DA-RJS se encontra fechado e é esperado que permaneça desta forma até o momento do descomissionamento final.

O fechamento do poço 9-TBU-02HA-RJS será realizado através do fechamento das válvulas da ANM (incluindo as válvulas de injeção de MEG), seguido da despressurização do *header* submarino para pressão do separador multifásico de produção. Posteriormente será fechado as válvulas do *manifold* G1/G2, a SDV *topside* e SDV submarina.

O poço 7-TBU-07HP-RJS atualmente está fechado e conectado à plataforma e não possui previsão de retornar a produzir.

O poço 7-URG-4-RJS está abandonado temporariamente e desconectado da plataforma.

- Poços injetores de água.

O fechamento dos poços 8-URG-20H-RJS e 8-URG-22HPA-RJS acorrerá através da interrupção da injeção de produtos químicos (sequestrante de oxigênio e biocida) 3 horas antes da previsão de fechamento dos poços, de modo que o interior da linha fique preenchido somente com água do mar, em seguida será feito a interrupção do bombeio de água, imediatamente seguido pelo fechamento das válvulas da ANM.

Os equipamentos e sistemas essenciais à realização das atividades de descomissionamento, manutenção da habitabilidade e garantia da segurança da plataforma continuarão operando após a parada de operação dos poços.

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

Há três grupos de dutos submarinos que serão lavados, cada um com características próprias e requisitos de limpeza específicos, são eles:

- (i) Dutos flexíveis do sistema de coleta e injeção do campo de Uruguá (linhas interligadas aos poços);
- (ii) Dutos flexíveis do sistema de coleta do campo de Tambaú (linhas interligadas aos poços);
- (iii) Gasoduto de exportação interligado ao PLET-URG-001 a PMXL-01.

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

Além dos descritivos específicos das operações de limpeza, para todos os poços serão executados teste de estanqueidade das válvulas da ANM com o objetivo de garantir total segurança durante as operações de *pull out* dos *risers* e de desconexão de linhas.

Limpeza dos Dutos dos Poços Produtores do Campo de Uruguá

Para os poços produtores, a limpeza dos dutos será realizada da seguinte forma:

- Despressurização total da linha de produção e linha de serviço pelo lado plataforma;
- Circulação de diesel: injeção na linha de serviço e recebimento pela linha de produção, podendo haver lançamento de *pig* caso haja dificuldade de limpeza, conforme ilustrado na **Figura 5.3.2-I**;
- Circulação de água: injeção pela linha de serviço e recebimento pela linha de produção;

- Manter a circulação de água até que o TOG do fluido retornado da linha de produção seja inferior ou igual a 15 ppm em 3 amostras consecutivas coletadas com intervalo mínimo de 30 minutos.

Destaca-se que o interior das ANMs (tubulações e blocos de válvulas) será limpo concomitantemente com os dutos flexíveis, uma vez que os equipamentos fazem parte do circuito pelo qual será bombeada água para limpeza das linhas, conforme mostrado na **Figura 5.3.2-I**.

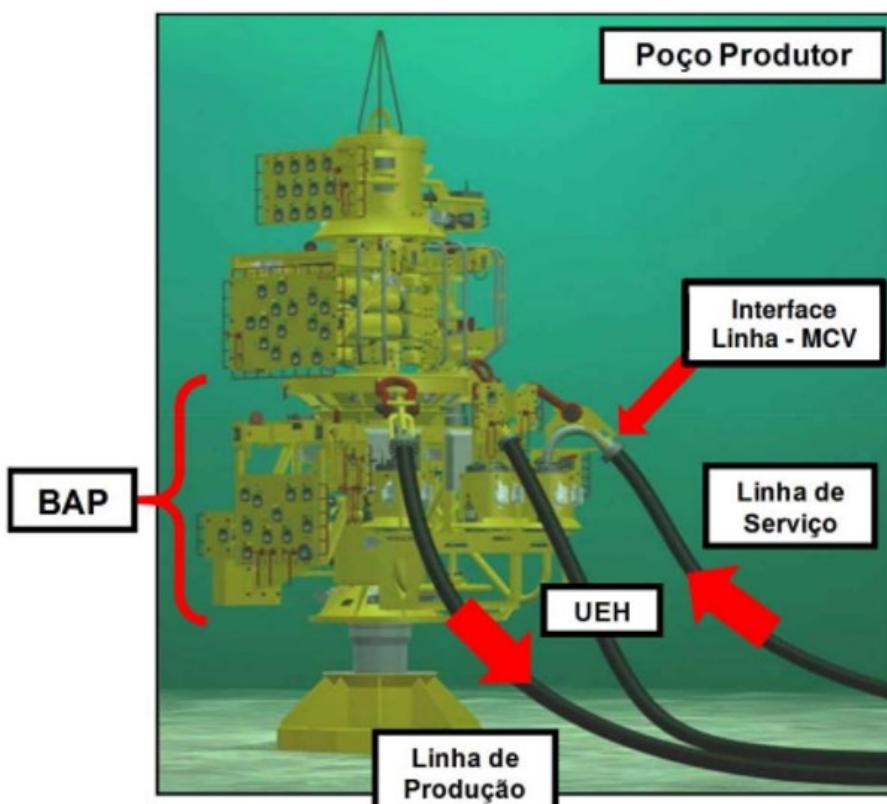


Figura 5.3.2-I: Esquema de um poço produtor de óleo mostrando as três linhas de interligação do poço à plataforma (produção, gás lift/serviço e UEH), nas quais as setas vermelhas ao longo dos dutos indicam o sentido de fluxo de circulação de água para limpeza – da linha de serviço para a linha de produção.

O efluente oleoso gerado na operação de limpeza das linhas de coleta de óleo será transferido para tanques específicos (*slop sujo*), via planta modular de tratamento de água, anuída através do Ofício N° 707/2020/COPROD/CGMAC/DILIC, utilizada pelo FPSO para este fim, para enquadrar o TOG (Teor de Óleos e Graxas) ≤ 15 ppm e realizar seu descarte no mar conforme legislação vigente.

O procedimento de limpeza dos dutos descrito acima poderá ser alterado, por exemplo, caso exista algum bloqueio por hidrato ou problema de integridade nas linhas. Desta forma, além de registrar o quantitativo de efluente gerado na limpeza dos dutos, os Relatórios Parciais de Descomissionamento reportarão qualquer alteração no procedimento de limpeza, apresentando as devidas justificativas e medidas de gestão de mudanças adotadas. Neste ponto, vale ressaltar que as operações de limpeza de dutos submarinos fazem parte da rotina operacional de qualquer plataforma.

Limpeza dos Dutos dos Poços Injetores do Campo de Uruguá

Os poços injetores de água 8-URG-20H-RJS e 8-URG-22HPA-RJS são interligados ao FPSO Cidade de Santos através da configuração *piggy-back*, sendo uma linha de injeção conectada da plataforma até o poço mestre (8-URG-20H-RJS), que possui uma segunda linha que interliga ao poço escravo (8-URG-22HPA-RJS). A configuração *piggy-back* está ilustrada na **Figura 5.3.2.-II**.

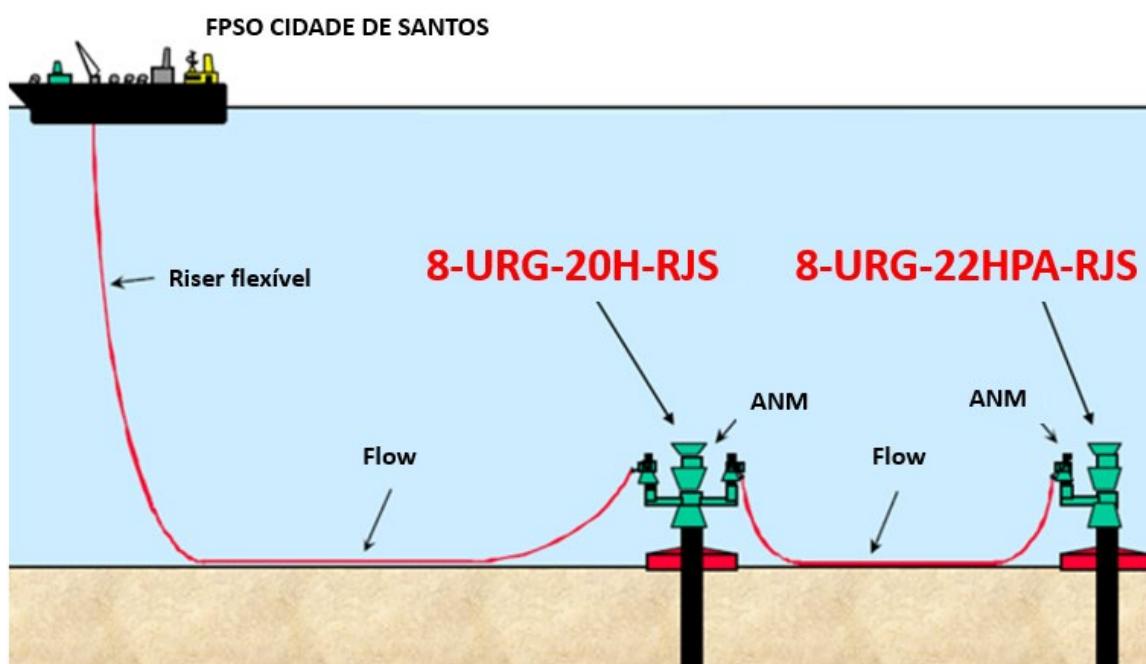


Figura 5.3.2-II: Configuração Piggy-Back dos poços injetores de água interligado ao FPSO Cidade de Santos.

Os dutos flexíveis destes poços injetores de água são dispensados da realização da limpeza, uma vez que são usados apenas para injeção de água, ou seja, as linhas estão preenchidas somente com água do mar, sem presença de hidrocarboneto.

Antes do último ciclo de injeção de água correspondente ao volume interno das linhas, será interrompido a injeção de produtos químicos (sequestrante de oxigênio e biocida), de modo que o interior da linha fique preenchido somente com água do mar.

Limpeza dos Dutos dos Poços Produtores do Campo de Tambaú

O FPSO Cidade de Santos é interligado ao *manifold* MSPG-TBU-02 e este *manifold* é interligado à ANM do poço 7-TBU-7HP-RJS e ao MSPG-TBU-01, que por sua vez está conectado à ANM do poço 9-TBU-2HA-RJS. As duas estruturas, MSPG-TBU-01 e MSPG-TBU-02, são interligadas através de *spools* rígidos “U”.

A Figura 5.3.2-III ilustra parte do sistema de produção de gás do campo de Tambaú.

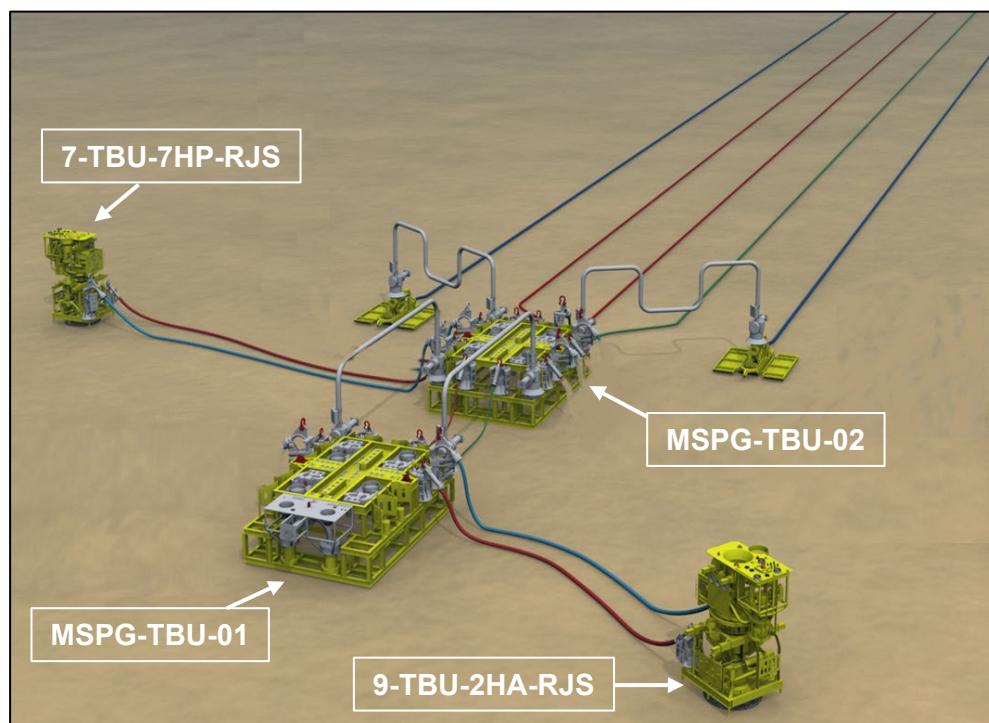


Figura 5.3.2-III1: Representação de parte do sistema de produção de gás do campo de Tambaú.

A limpeza dos dutos, visando condicionar para a desativação permanente, será realizada da seguinte forma após o fechamento dos poços:

- Despressurização dos dutos de produção de gás;
- Após a despressurização, realização do bloqueio efetivo das possíveis fontes de gás ou outros hidrocarbonetos;
- Deslocamento do fluido interno remanescente dos dutos de injeção de MEG com o fluido para a limpeza (água do mar);

- Deslocamento do fluido interno remanescente dos dutos de produção com o fluido para a limpeza (Nitrogênio e depois água do mar);
- Alinhar a vazão de água para flush com água e realizar operação de pigagem para deslocar o condensado/MEG e limpeza dos dois Headers de Produção de Tambaú com enquadramento do nível de TOG;
- O sistema irá permanecer despressurizado após passagem dos fluidos de limpeza;
- Execução da separação física (desconexão) dos dutos no FPSO de sistemas que estejam em operação.

Limpeza do Gasoduto de Exportação do FPCST a PMXL-1

O gasoduto de exportação do FPSO Cidade de Santos interligado à PMXL-1, passará pelo seguinte processo de limpeza, visando condicioná-lo para a hibernação:

- Realização da operação de passagem de *pig* de limpeza do gasoduto com o sistema ainda em operação para remoção do condensado;
- Interrupção da exportação do gás;
- Lançamento de PIG impulsionado pela vazão de fluido inerte (nitrogênio) da UGN pelo FPCST;
- Alinhamento do gás proveniente do gasoduto para o *vent* ou para a mistura com o gás exportado pela PMXL-1. Acompanhamento da chegada da mistura gás/fluido inerte;
- Recebimento do PIG lançado pelo FPCST na PMXL-1;
- Passagem do volume de fluido inerte (nitrogênio) do gasoduto e despressurizá-lo até pressão próxima da pressão atmosférica;
- Fechamento da ESDV Submarina da importação da PMXL-1 (PLET-URG-002) e ESDV Submarina da exportação do FPCST (PLET-URG-001);
- Circulação de água nos *risers* flexíveis para limpeza até enquadramento do TOG (Teor de Óleos e Graxas) ≤ 15 ppm;

- Após a despressurização, será realizado o bloqueio efetivo das possíveis fontes de gás ou outros hidrocarbonetos;
- Desconexão dos dutos no FPSO de sistemas que estejam em operação.

Umbilicais

Conforme descrito no **Capítulo 3**, as mangueiras termoplásticas (3/8") de todos os umbilicais (poços produtores, injetores), estão preenchidas com fluido hidráulico de controle base água (HW-443), enquanto as mangueiras HCR (1/2") estão com produtos químicos (MEG, etanol, inibidor de incrustação, inibidor de parafina).

Os volumes de fluidos no interior de cada uma das mangueiras são mostrados na **Tabela 3.3-III**, e as FIS PQs dos produtos são apresentadas no **Anexo 8**. Devido às limitações operacionais, inclusive já descritas em PDIs de outros projetos de descomissionamento da PETROBRAS, como entupimento/obstrução/rompimento de mangueiras HCR, válvulas travadas e ausência de “círculo fechado” para a circulação pelas mangueiras termoplásticas (com retorno do fluido hidráulico para a plataforma), considerou-se que para este Projeto de Descomissionamento do FPSO Cidade de Santos haverá liberação para o mar de todo o inventário de fluidos presentes nos umbilicais, conforme descrito nas etapas de *pull-out* e de desconexão de cada umbilical de cada poço. Destaca-se que se trata de um cenário conservador considerar que todo o volume informado na **Tabela 3.3-III** poderá ser derramado no mar, já que, comumente, durante tais operações, os fluidos não são integralmente vazados.

Os impactos da liberação dos fluidos contidos nos umbilicais, que ocorrerão na etapa de desconexão dos *risers* na plataforma, estão indicados na matriz de impactos efetivos da AIA do Projeto de Descomissionamento do FPCST (**Anexo 15**). Para a qualificação desses impactos, considerou-se o cenário extremamente conservador de todo o conteúdo do umbilical do poço 7-URG-14HP-RJS (umbilical com maior inventário de fluidos), totalizando um volume de 9,9m³ de HW-443 contido nas mangueiras hidráulicas termoplásticas e 7,9m³ de produtos químicos contidos nas demais mangueiras. Entretanto destaca-se que não há liberação integral e instantânea dos fluídos contidos nas mangueiras durante as operações de desconexão e *pull out* de umbilicais.

Fase C: Desconexões das Linhas Flexíveis e Tamponamento dos Equipamentos Submarinos

Todas as desconexões descritas a seguir sucederão a fase de limpeza dos dutos.

A Priori, nesta etapa do projeto (escopo abordado neste PDI) há previsão de realizar somente as seguintes desconexões em equipamentos submarinos:

- Gasodutos flexíveis interligados ao PLEM-URG-001;
- Linhas interligadas ao poço 7-URG-10HP-RJS.

Os gasodutos flexíveis de exportação serão desconectados no PLEM-URG-001 e, após a desconexão, o PLEM será tamponado com flanges cegos, uma vez que este equipamento, que está interligado à PMXL-1, permanecerá hibernado assim como o restante do gasoduto, conforme já exposto no Capítulo 4 deste PDI Parcial.

Conforme apresentado no **Capítulo 5.2**, as linhas do poço 7-URG-10HP-RJS estão previstas para serem recolhidas até a ANM. A necessidade de tamponamento na ANM do poço 7-URG-10HP-RJS será avaliada futuramente em função do resultado dos testes de válvulas no poço.

As demais linhas situadas no leito marinho, conectadas a outros equipamentos (ANMs, PLETs e Manifolds) terão sua destinação final avaliada por análise multicritério a ser apresentada e aprovada no próximo PDI. Dessa forma, a desconexão e tamponamento serão realizados, neste momento, somente se a necessidade for apontada em função dos testes de funcionalidade/estanqueidade de válvulas.

Caso não haja necessidade de realizar as desconexões das linhas e o tamponamento de equipamentos neste momento, isso será avaliado posteriormente, juntamente com descomissionamento do sistema submarino que será apresentado no próximo PDI.

Para efetuar as desconexões e tamponamentos nos equipamentos, é necessário realizar as seguintes operações, antes da realização dos *pull outs*:

- Desconexão submarina da linha no equipamento. O ROV realizará o corte ou destorqueamento dos estojos no flange de interface da linha com o MCV (Módulo de Conexão Vertical) ou realizará o corte no próprio corpo da linha;

- Caso necessário, o tamponamento do equipamento é feito por meio de flange cego ou MCV tampão/cego;
- As extremidades dos dutos 92flexíveis ficarão abertas para o mar, podendo ser tamponadas se necessário;
- No caso das desconexões dos umbilicais, haverá liberação para o mar dos fluidos presentes no interior das mangueiras termoplásticas, *tubings* e HCR (High Collapse Resistance).

Os *Flyings Leads* (HFLs e EFLs) podem ser considerados como “mangueiras” de curta extensão e serão desconectados dos equipamentos e recuperados integralmente com suporte do ROV, juntamente com sua caixa terminal, no momento do *pull out* e recolhimento do umbilical de controle.

No processo de desconexão dos HFLs também ocorrerá a liberação para o mar de fluido hidráulico de controle (HW443), uma vez que não é possível removê-lo do interior das mangueiras termoplásticas.

Fase D: *Pull Out* e Recolhimento dos *Risers*

Está prevista, para o Projeto de descomissionamento do FPCST, a realização de uma campanha única para execução das operações de *pull out* dos 35 *risers* conectados à plataforma. Conforme descrito no **Capítulo 5.2**, a PETROBRAS propõe o recolhimento de todos os *risers* 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 utilizando ROV, próximo a ancoragem dos dutos, mostrada na **Figura 5.3.2-IV** Em seguida, pode ser instalada cabeça de tração no conector (no fundo) do trecho *riser*, para realizar o içamento e recuperação do tramo, no caso de um *pull out* de 2^a extremidade conforme descrito a seguir no “Passo 2”. O restante do tramo *flowline*, que será mantido no leito marinho até que seja definida a sua destinação, permanecerá com a extremidade aberta para o mar. Para os umbilicais a desconexão poderá ser realizada na primeira “caixa de emenda” (semelhante à conexão entre tramos de dutos flexíveis), conforme a **Figura 5.3.2-V** e a **Figura 5.3.2-VI**, ou por meio de corte no corpo da linha, em região próxima a ancoragem das linhas.



Figura 5.3.2-IV – Conexão flangeada entre tramos de um duto flexível (exemplo acima de uma conexão entre tramos flowlines do duto de PG do poço URG-14).

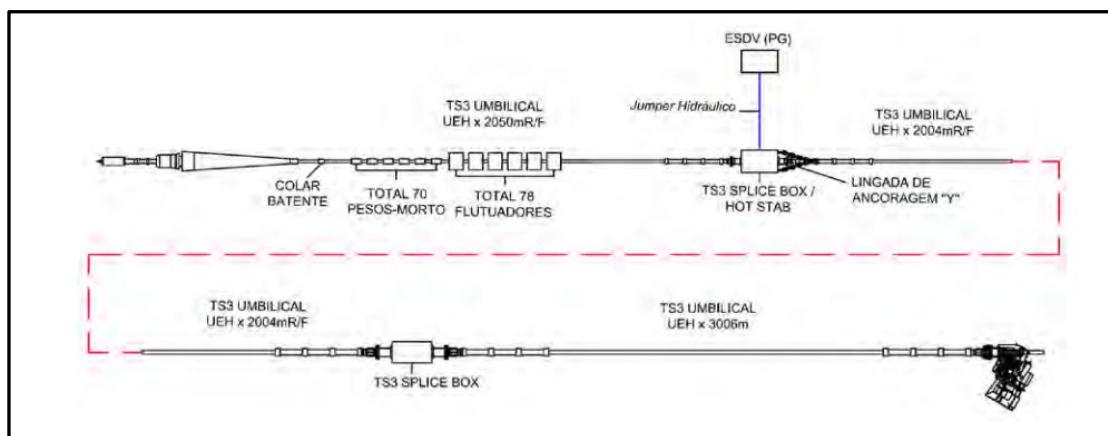


Figura 5.3.2-V: Esquema ilustrando um UEH dos poços produtores de gás, composto por três tramos (riser e 2 flowlines), apresentando os acessórios do riser (bendstiffner, colar batente, pesos-morto e flutuadores), 2 caixas de emendas (TS3 Splice Box), ESDV e MCV-U.



Figura 5.3.2-VI: caixa de Junção (CJ), com HFLs (Hydraulic Flying Leads) para açãoamento da ESDV.

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 extremidade de fundo para a plataforma. Nesse caso, o *pull out* será de “2ª extremidade”,

ou seja, o recolhimento do duto flexível é concluído com a desconexão do *riser* na plataforma;

Para os umbilicais, caso tenha sido realizada a desconexão na “caixa de emenda” no Passo 1, a extremidade de fundo do *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;

- Desconectando o *riser* primeiro na plataforma e, em seguida, realizando o recolhimento da linha flexível em direção a extremidade de fundo. Nesse caso, o *pull out* será de “1^a extremidade”, ou seja, o recolhimento da linha flexível inicia-se com a desconexão do *riser* na plataforma.

No caso de *pull out* de “2^a 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 emerso 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 “1^a extremidade” ou de “2^a extremidade”) ocorrerá durante a elaboração dos procedimentos executivos, quando o corpo técnico da Área de Engenharia Submarina da PETROBRAS buscará otimizar a utilização de recursos (ex.: tempo de PLSV) e, principalmente, reduzir riscos operacionais e de segurança às pessoas. As opções apresentadas neste documento constituem a última informação de planejamento disponível;
- Como serviços preparativos para as operações de *pull out*, eventualmente pode ser necessário executar uma ancoragem provisória daquelas linhas que não estiverem adequadamente ancoradas, 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. O fundo marinho da região do FPCST é ausente de ambientes sensíveis, portanto os cachos de amarras não atingirão alvos refletivos/bancos de coral. As interligações dos cachos de amarras às linhas serão executadas por meio de ROV, e têm como intuito evitar a movimentação do *riser* no momento da desconexão, aumentando a segurança das operações.

Adicionalmente, registra-se que os cachos de amarras (**Figura 5.3.2-VII**) serão recolhidos após a conclusão da campanha de *pull out*.



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

- O procedimento executivo da operação de *pull out* pode indicar/recomendar a realização de corte no topo dos *risers*, utilizando ROV e ferramenta de corte com disco ou fio diamantado, em ponto o mais próximo possível da conexão das linhas na plataforma. Essa opção de “corte no topo” do *riser* dispensa a realização de mergulho humano, minimizando drasticamente os riscos às pessoas na execução do *pull out*. Registra-se que, caso essa operação de corte seja realizada, a linha será suportada pelo PLSV e, consequentemente, não ocorrerá queda do *riser* no leito marinho;
- 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, não há riscos

de atingimento de bancos de coral, visto que a faciologia mostra que o fundo trata-se de lama, sem ambientes sensíveis;

- Considerando que há colônias de coral-sol nos trechos de topo dos *risers* do FPCST, 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, conforme apresentado na **Figura 5.3.2-VIII**. O(s) cabo(s) realiza(m) a limpeza da linha à medida que ela é recolhida pelo PLSV.

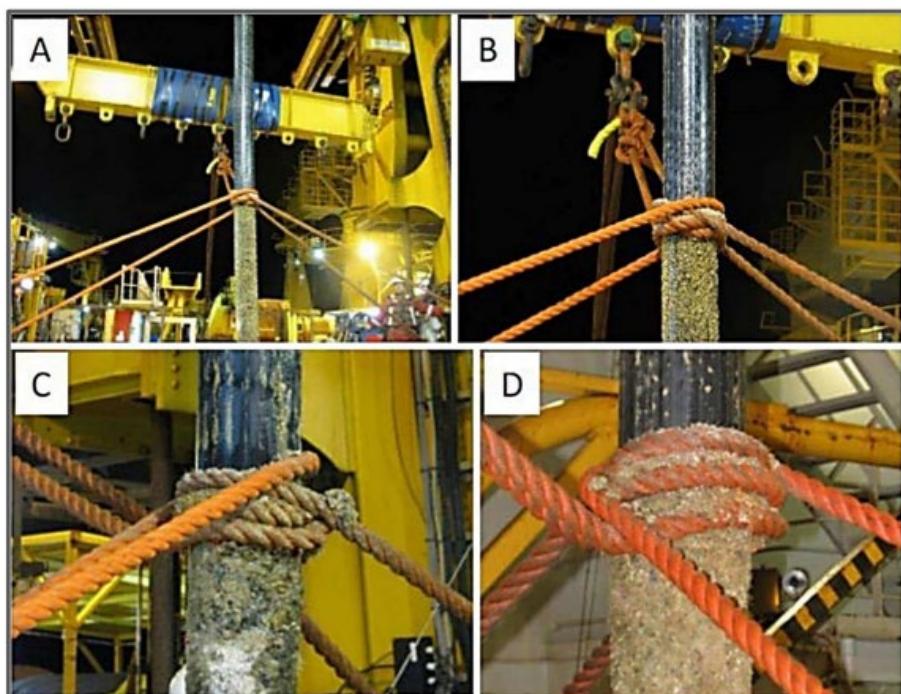


Figura 5.3.2-VIII: Imagens da remoção de bioincrustação utilizando cabos de polipropileno (“enforcamento do duto”) a bordo de um PLSV, durante operação de pull out de uma linha flexível. O(s) cabo(s) realiza(m) a limpeza da linha à medida que o duto é recolhido para a e embarcação.

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 ambientalmente 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: despressurização, drenagem, limpeza e inertização de equipamentos e tubulações.

Despressurização:

A despressurização das tubulações e equipamentos da planta de processamento de óleo e gás ocorrerá através do alinhamento dos gases de hidrocarbonetos para o *flare* da Unidade, onde será realizada a queima visando a eliminação dos mesmos do interior destas tubulações e equipamentos. Esta etapa será realizada até que as pressões internas sejam estabilizadas na pressão atmosférica.

Adicionalmente, para complementação da despressurização dos vasos de pressão, serão utilizadas válvulas manuais para *vent*, as quais se interligam por meio de ramais com coletores dos sistemas do *flare*.

Drenagem:

A drenagem dos fluidos presentes nas linhas e equipamentos da planta de processamento de óleo e gás será direcionada para o sistema de drenagem fechada da plataforma e posteriormente para o tanque adequado para tratamento e descarte, de acordo com as legislações ambientais vigentes.

Limpeza da planta de processamento:

A limpeza da planta de processamento do FPCST será realizada com água do mar, a fim de remover os hidrocarbonetos aderidos às paredes das linhas e equipamentos. Os equipamentos serão preenchidos completamente com água salgada para remoção dos gases residuais e neutralização do sulfeto de ferro existente. Em seguida, será realizada a drenagem deste inventário para o sistema de drenagem fechada da unidade.

O efluente oleoso gerado na operação de limpeza da planta de processamento do FPCST será transferido para tanques *slop* da unidade, para posterior tratamento da água antes do descarte ao mar, com enquadramento do TOG – teor de óleos e graxas – abaixo do limite de 15 ppm (TOG ≤15 ppm).

Em último caso, uma vez não atingindo-se o enquadramento necessário por algum problema técnico, o efluente será transferido, de forma contingencial, para navios aliviadores por meio de operação de *offloading* no FPCST. Posteriormente, esse efluente será encaminhado para o devido tratamento como, por exemplo, em terminais terrestres, enquadrando-o, e dando a destinação final conforme legislação ambiental vigente.

Inertização:

Após a etapa de limpeza será realizada a sopragem com nitrogênio nos sistemas de processamento de óleo (trens de produção) e no sistema de compressão de gás (tubulações e equipamentos) para redução de hidrocarbonetos residuais da fase gasosa. Os hidrocarbonetos do processo de sopragem serão alinhados para o *flare* da plataforma, onde serão purgados. Os efluentes líquidos gerados serão encaminhados para drenagem fechada, tratamento e destinação final de acordo com a legislação ambiental vigente.

Sistemas da plataforma que permanecerão operacionais

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

- Sistemas necessários à habitabilidade (água potável, alojamento, refrigeração, tratamento de despejos sanitários etc.);
- Sistemas de Facilidades (captação de água do mar, ar comprimido, movimentação de cargas, óleo diesel, automação industrial);
- Sistema de Drenagem Aberta;
- Sistema de Geração e distribuição de energia;
- Sistema de Iluminação;
- Sistema de lastro;
- Salvatagem;
- Sistema de combate a incêndio;
- Telecomunicações;

- Laboratório;
- Sistema de tancagem;
- Sistema de posicionamento e reboque.

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

Fase F: Limpeza dos Tanques de Carga

Essa etapa prevê a limpeza dos tanques do FPSO e os procedimentos de execução seguirão os padrões da empresa MODEC, responsável por sua execução, de forma compatível com a destinação final da plataforma.

A limpeza dos tanques de armazenamento no FPSO Cidade de Santos será realizada de acordo com a sequência de macro etapas descritas a seguir:

- Utilização do sistema de COW (*Crude Oil Washing*) para limpeza das paredes internas dos tanques, removendo os resíduos de petróleo cru que estejam aderidos a elas, concentrando-os na parte inferior do tanque;
- Transferência dos resíduos de hidrocarbonetos líquidos para navios aliviadores (NTs), através de operações de alívio (*offloadings*);
- Circulação forçada de ar para realizar a purga dos gases de inertização dos tanques e ventilação, para permitir a limpeza mecânica do interior dos tanques;
- Limpeza dos tanques, de forma a atender as exigências da Sociedade Classificadora do FPSO (ABS – American Bureau of Shipping).

Os resíduos gerados durante a operação de limpeza dos tanques são acondicionados adequadamente, de acordo com suas características físico-químicas particulares, e posteriormente, desembarcados para destinação final em terra, em conformidade com a Norma NT IBAMA 01/11.

Para resíduos contaminados com NORM (Naturally Occurring Radioactive Material), além dos procedimentos de segurança e higiene ocupacional relativos à radioatividade, deverão ser acondicionados em tambores específicos para este tipo de material e as

documentações necessárias para as etapas de transporte e destinação final serão emitidas, conforme os ditames das legislações pertinentes e de acordo com o padrão PETROBRAS.

No levantamento radiométrico realizado para MODEC em 06/01/2021, foi confirmada a presença de NORM no FPSO Cidade de Santos nos tanques Cargo Oil 1C, 2C, 3C e 4C, e nos tanques Slop 7P e 7S. Além disso, foi identificada a presença de NORM em outros módulos de processo da plataforma. O seu tratamento seguirá as operações rotineiras, conforme descrito no item 3.7.

Após a limpeza, alguns tanques de carga podem ser utilizados como tanques de lastro. Caso isso seja efetivamente realizado, serão adotadas as medidas necessárias para garantia da integridade dos tanques.

Com o objetivo de mitigar a geração de H₂S, gás nocivo aos operadores e acelerador do processo corrosivo no chapeamento dos tanques, é importante avaliar o uso de biocida, realizando o monitoramento periódico de presença de H₂S. Em uma análise inicial não está sendo considerada a necessidade de utilização de biocida.

Fase G: 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.

Os produtos químicos, acondicionados em tambores, bombonas e/ou tanques adequadamente fechados, serão devidamente identificados e transportados em embarcações do tipo PSV até o Porto do Rio de Janeiro (Rio de Janeiro/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 empresa ou para descarte adequado, caso o produto não seja reaproveitável.

Fase H: 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 plataforma FPSO Cidade de Santos, 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 destinação 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 do FPCST 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**, a bordo do FPCST há apenas uma fonte de césio 137 de baixa potência, que fica armazenada no seu próprio invólucro (protegido) e é utilizada apenas para aferição do monitor portátil de radiação (TRACERCO). Esse monitor é utilizado para a avaliação de radiação TENORM, quando necessário. Portanto tal equipamento será desembarcado e aproveitado em outras operações da MODEC. Não existem fontes fixas.

Em janeiro de 2021 foi realizado levantamento radiométrico na planta de processamento e tanques do FPCST com o objetivo de identificar a presença de NORM conforme apresentado no **Anexo 9**.

De acordo com os relatórios, ficou confirmada a presença de NORM no FPCST. O seu tratamento seguirá as operações rotineiras, ou seja, os rejeitos radioativos serão acondicionados em tambores devidamente identificados, armazenados temporariamente na UEP e, posteriormente, desembarcados e encaminhados para armazenamento em depósito inicial.

O material contaminado será armazenado em depósito inicial no município de Macaé, nas seguintes áreas, a depender da classificação:

- Área de Gerenciamento de Resíduos em Cabiúnas: Classificação Branca I (taxa de dose de até $5 \mu \text{Sv/h}$);
- Parque de Tubos: Classificação Amarela II (taxa de dose acima de $5 \mu \text{Sv/h}$).

Os depósitos supracitados estão autorizados pela CNEN (Comissão Nacional de Energia Nuclear), órgão regulador para o tema NORM. Salienta-se que a PETROBRAS é inspecionada periodicamente e responde às exigências da CNEN sistematicamente, realizando adequações, quando necessárias, e apresentando todos os procedimentos solicitados.

O inventário de rejeitos radioativos gerados 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.

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 emanação de odores e risco de atração de vetores a bordo das embarcações, e sem que essas medidas impliquem em incompatibilidade com a rota avaliada. Isto se faz necessário uma vez que procedimentos intermediários de beneficiamento de resíduos a bordo de embarcações não são autorizados pela ANVISA. Também não se vislumbra a viabilidade de realização de procedimentos intermediários de beneficiamento de resíduos de bioincrustação nos locais de desembarque, tendo em vista a acelerada decomposição dos organismos, quando fora da água do mar, e a consequente geração de odores e atração de vetores e os inerentes riscos à saúde.

Assim, para o Projeto de Descomissionamento do FPCST, 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 plataforma, 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 I: Desconexão Recolhimento e Destinação do Sistema de Ancoragem e Destinação da Plataforma

As vinte linhas de ancoragem serão desconectadas do FPCST, permitindo o recolhimento dos segmentos superior (amarras de topo) e do intermediário (cabos de poliéster e amarras intermediárias), até o gancho KS. A PETROBRAS propõe que os trechos de amarras de fundo e as estacas torpedo não sejam removidos, permanecendo no leito marinho.

As principais operações envolvidas na desancoragem do FPCST estão descritas resumidamente a seguir:

- Desconectar as linhas de ancoragem dos *clusters* (**Figura 3.2.3-I** – Layout da ancoragem) de forma alternada;
- Serão posicionados AHTS na popa e na proa do FPCST para manutenção da posição;
- Ao final o FPSO será transferido para as embarcações que irão efetuar o reboque.

Destaca-se que, por limitação da capacidade do AHTS empregado na desconexão e recolhimento das linhas de ancoragem (amarras de topo e trechos intermediários), e visando reduzir o tempo de permanência da plataforma na locação, o procedimento executivo de desancoragem do FPCST pode indicar a necessidade de deposição temporária de algumas linhas de ancoragem no leito marinho, para posterior recolhimento (“operação de faxina”) logo após a saída da unidade.

Essa eventual deposição temporária de linhas de ancoragem no fundo é ambientalmente viável nesse projeto de descomissionamento pelo fato de não existir ambiente sensível na região (**Figura 7.1-I**- Mapa Faciológico) e a temperatura da água próxima ao leito marinho ser suficientemente baixa para provocar a morte das colônias de coral-sol incrustadas nas amarras de topo (**Figura 7.1-X**-Figura do laudo de coral sol), não implicando em risco de disseminação desta espécie exótica invasora.

Durante as operações de recolhimento das amarras de topo e cabos de poliéster, toda a bioincrustação (incluindo fragmentos de colônias de coral-sol) que se desprender no convés do AHTS será recolhida e acondicionada em sacos plásticos impermeáveis, os quais serão desembarcados dentro de tambores de 200 L (ou em containers) para, posteriormente, serem encaminhados para disposição final, conforme detalhado na **Fase H Destinação da Bioincrustação**. Mesmo que algumas colônias de coral-sol permaneçam aderidas às linhas de ancoragem, não se desprendendo com a movimentação no convés do AHTS durante o recolhimento, não existirá risco de disseminação da espécie exótica invasora, uma vez que as linhas de ancoragem não terão mais contato com o ambiente marinho.

As amarras de topo e cabos de poliéster recolhidos 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. Caso a reutilização não seja viável, as estruturas serão encaminhadas para alienação.

Fase J: Apoio ao Reboque para Destinação Final da Plataforma

Após a conclusão da desconexão do sistema de ancoragem, a plataforma será rebocada para águas internacionais, sendo que, até o limite de AJB, a PETROBRAS deverá disponibilizar uma embarcação “escoteira” com o objetivo de monitorar a navegação e com a capacidade de acionar medidas mitigadoras em caso de acidente ou desvio na programação. As condições pós-desancoragem até a destinação final da plataforma, que são de responsabilidade da MODEC, podem ser descritas resumidamente da seguinte forma:

Condições de Reboque do FPSO para Águas Internacionais

- Identificação e remoção de resíduos gerados nas operações de limpeza da planta e tanques de carga;
- *Gas free* nos tanques de carga;
- Instalação de novos dispositivos para a realização do reboque oceânico da unidade;
- O FPSO deverá ser conectado a 2 (dois) rebocadores oceânicos, cada um com seu respectivo dispositivo (*smit bracket*) certificado, e a uma lingada composta por cabos de aço principais e de emergência fornecidos parte pela operadora da unidade (MODEC) e parte pela operadora dos rebocadores oceânicos;
- Os cabos principais deverão ser conectados aos rebocadores oceânicos com capacidade de tração estática (*bollard pull*) adequada às características e condições do FPCST;
- O cabo de emergência deverá ser conectado ao FPCST e sua outra extremidade disposta no mar via flutuador para conexão de emergência;
- O FPSO deverá ser rebocado não tripulado e com todos os sistemas e equipamentos desligados, contando apenas com o sistema de iluminação de

navegação acionados por um banco de baterias dimensionado para a rota marítima de destino.

Fase K: Remoção de Sucatas, boias de sinalização e flutuadores

As “sucatas” (materiais/resíduos) presentes no leito marinho, identificadas previamente pelo projeto PDID (ver **Capítulo 3**) e as que serão identificadas com auxílio de ROV (ver **Capítulo 3.8**), serão removidas, conforme diretrizes descritas no **Capítulo 5.2**, utilizando as seguintes técnicas:

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

hidrojateamento ou dragagem serão realizadas para expor as “sucatas”, sejam em pontos de corte ou de içamento.

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 *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. Também serão removidos as boias associadas aos torpedos e amarras de ancoragem das linhas flexíveis, bem como eventuais flutuadores nas linhas.

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: 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 AGBS (LO N° 1006/2011, com renovação válida até outubro/2024).

Vale destacar que, a retirada da plataforma da locação após a desconexão dos poços, não impacta o atendimento ao SGIP (ex.: número de CSBs, período de abandono temporário

sem monitoramento etc.) uma vez que as atividades de abandono ocorrerão de forma a atender todas as diretrizes do SGIP.

5.4. Cronograma

O cronograma físico de execução do Programa de Descomissionamento da Plataforma FPCST é apresentado na **Figura 5.4-I**.

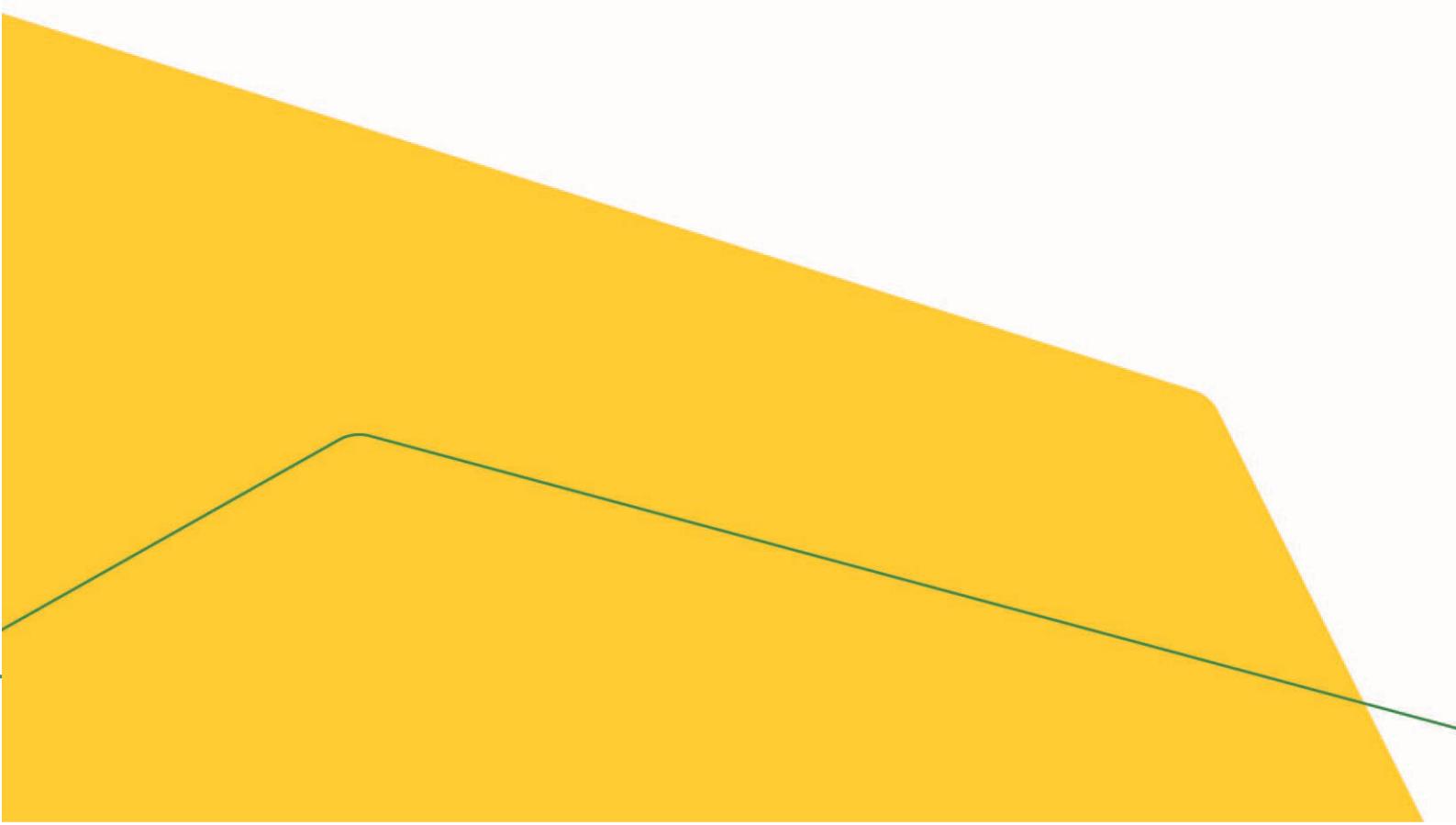
Figura 5.4-I - Cronograma físico de execução das fases deste Programa de Descomissionamento Parcial do FPCST.



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 Programa de Descomissionamento do FPSO Cidade de Santos.

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 do FPCST 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

A PETROBRAS propõe que o Plano de Monitoramento Pós-descomissionamento (PMPD) para o programa de descomissionamento do FPSO Cidade de Santos seja apresentado posteriormente, com o PDI Executivo Parcial que terá como escopo os equipamentos do sistema submarino, juntamente com as avaliações ambientais (APP/AIA) relativas à proposta de descomissionamento desse sistema.

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 Programa de Descomissionamento Executivo do FPSO Cidade de Santos.

7.1. Caracterização dos Meios Físicos e Bióticos

A unidade FPSO Cidade de Santos encontra-se na Bacia Santos, sendo a cidade de Rio de Janeiro e Niterói, as principais bases de apoio utilizadas pela PETROBRAS para as operações. Situa-se a uma distância de aproximadamente 160 km do litoral sul do estado do Rio de Janeiro. Os Campos de Uruguá e Tambaú estão localizados na porção central do talude médio da Bacia de Santos, região com perfil ligeiramente côncavo e de declive suave, entre 3-5° (ALMEIDA e KOWSMANN, 2016).

A unidade está a uma profundidade de 1300 m. Está conectada à 10 poços e um PLEM no Campo de Uruguá, e a dois poços, dois *manifolds* e quatro PLETs no Campo de Tambaú. Possui ao todo 35 interligações com a plataforma, além das 20 amarras do sistema de ancoragem.

A caracterização ambiental do fundo marinho foi realizada a partir da análise de vídeos de inspeções recuperados e por dados indiretos, através da sobreposição do arranjo submarino da unidade com dados de levantamento geofísico de alta resolução (AUV – 5 metros). Considerando esta sobreposição e também a análise dos vídeos recuperados, não foi identificado o contato de nenhuma linha com alvos refletivos, sendo o fundo marinho livre de ambientes sensíveis (**Figura 7.1-I**).

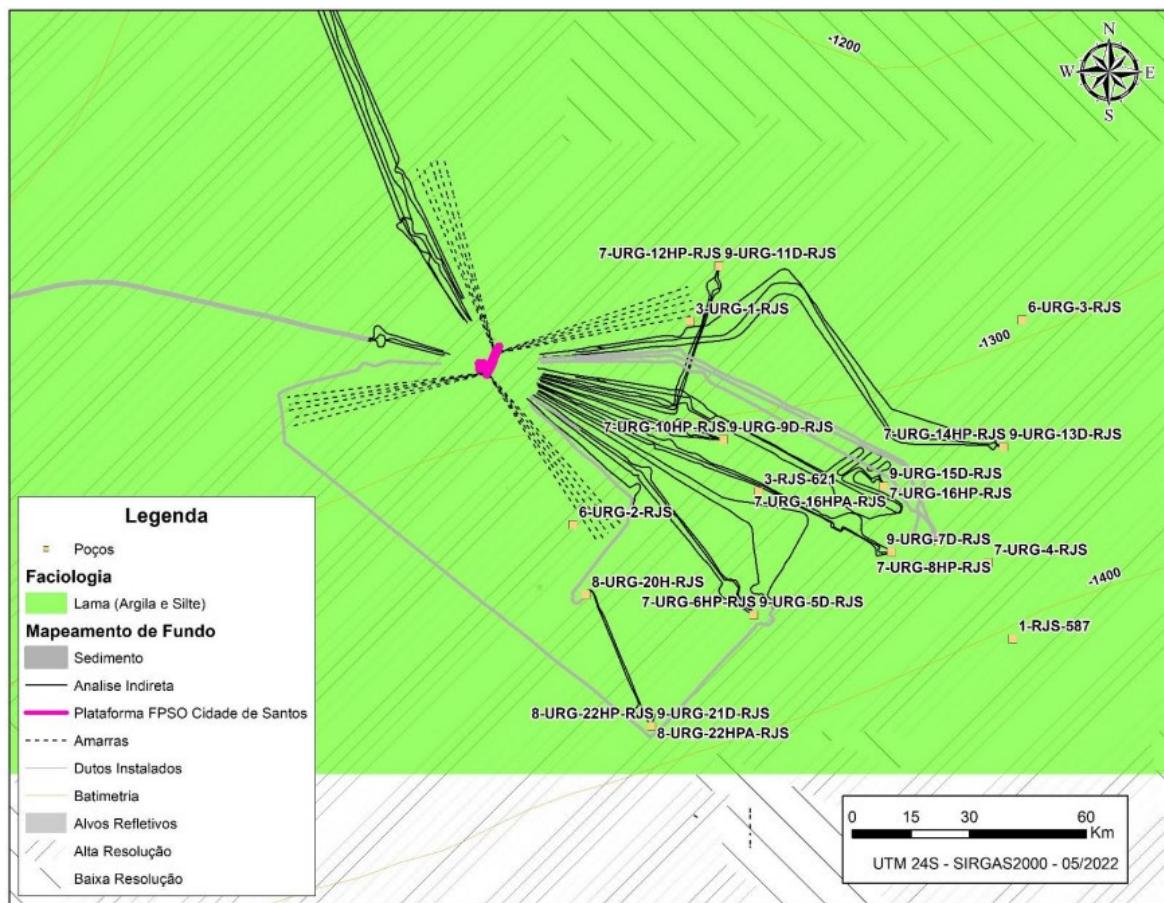


Figura 7.1-I – Faciologia na região onde se encontra o FPSO Cidade de Santos e o tipo de substrato observado nas interligações analisadas por vídeo recuperado.

A textura dos sedimentos fornece elementos para definir o tipo de intemperismo predominante (físico ou químico), o modo e direção do transporte, a natureza do ambiente deposicional e as mudanças ocorrentes desde a sua deposição (CASTELLO & KRUG, 2015). Conforme apresentado na **Figura 7.1-I**, o fundo marinho dos Campos de Uruguá e Tambaú é composto basicamente por lama, o que já é esperado para a região (LISITZIN, 1996).

Tamanhos menores e até 0,004 mm definem o silte, e as partículas com diâmetro inferior a esse limite correspondem a argila. Argila e silte juntos constituem o que se denomina de lama, sendo esse o mais fino dos sedimentos.

Os vídeos recuperados foram analisados através do software VLC, sendo feitas capturas digitais das imagens do fundo marinho, considerando um corredor visual de

2 metros. O sistema de projeção cartográfica utilizado foi o UTM, e a localização ocorreu no fuso 23S (MC 45ºW), no sistema geodésico de referência SIRGAS 2000. Foram analisados, através de vídeos recuperados, sete linhas flexíveis e três dutos rígidos. O restante do escopo foi analisado através da sobreposição do arranjo submarino com dados geofísicos de alta resolução (AUV – 5 m). Considerando esta sobreposição e a análise dos vídeos recuperados, não foi identificado o contato de nenhuma linha com alvos refletivos, sendo o fundo marinho livre de ambientes sensíveis (**Figura 7.1-II**).



Figura 7.1-II – Fundo marinho livre de ambientes sensíveis sob as linhas analisadas por vídeos recuperados. **A:** UEH_FPCST/7-URG-6HP-RJS. **B:** PG_7-URG-17D-RJS/FPCST. **C:** GL_FPCST/7-URG-17D-RJS. **D:** UEH_FPCST/7-URG-17D-RJS.

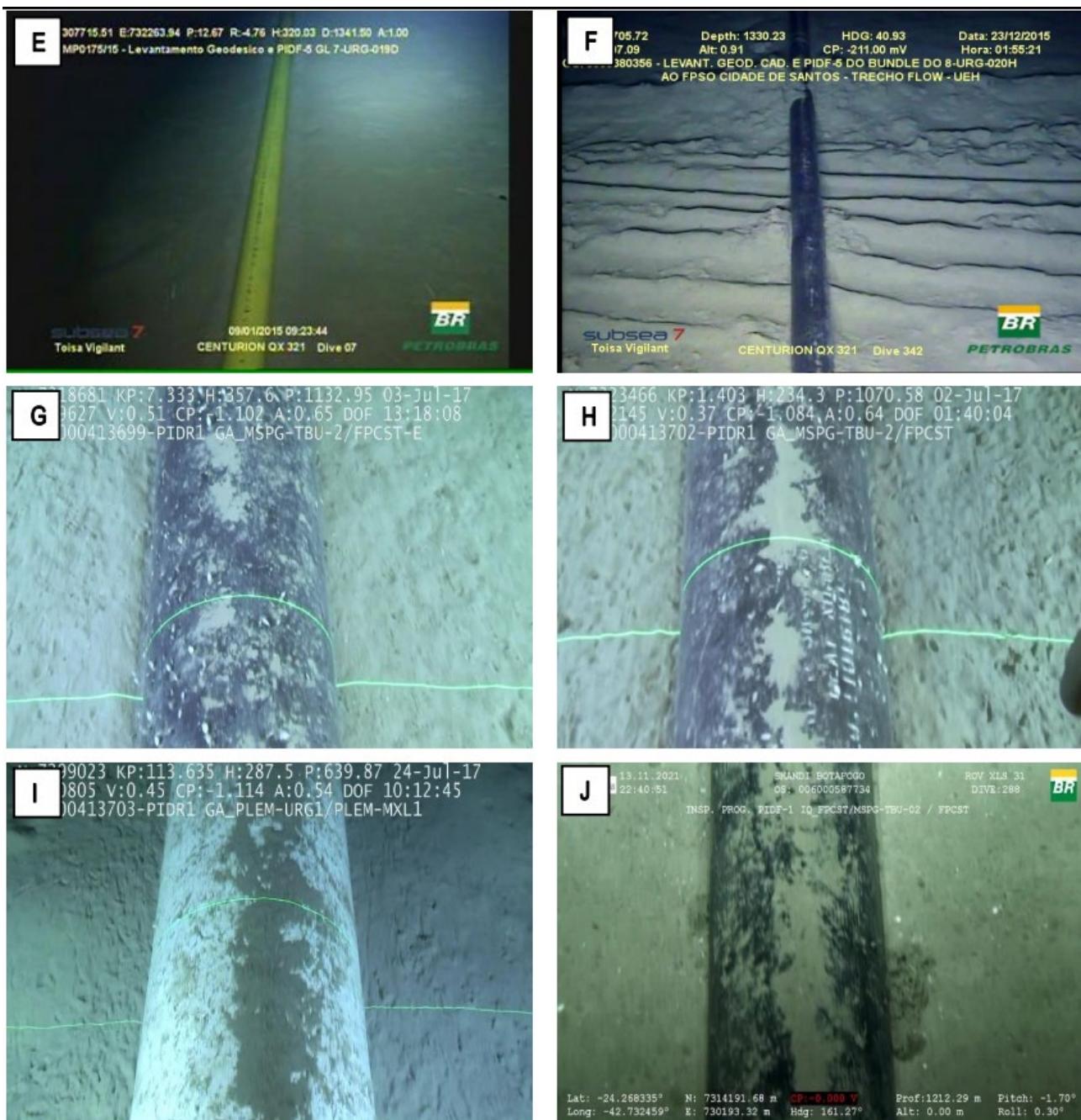


Figura 7.1-II (Continuação) – Fundo marinho livre de ambientes sensíveis sob as linhas analisadas por vídeos recuperados. E: GL_FPCST/7-URG-19D-RJS. F: UEH_FPCST/8-URG20H-RJS. G: GA_MSPG-TBU-02/FPCST LESTE. H: GA_MSPG-TBU-02/FPCST-OESTE. I: GA_PLEM-URG-001/PMXL-1. J: IQ_FPCST/MSPG-TBU-02.

Avaliação de Presença de Coral-sol

Os Campos de Uruguá e Tambaú encontram-se entre as lâminas da água de 1000 a 1500 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 11), que indica que o Sistema Submarino do FPSO Cidade de Santos (**Figura 7.1-III**), 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).

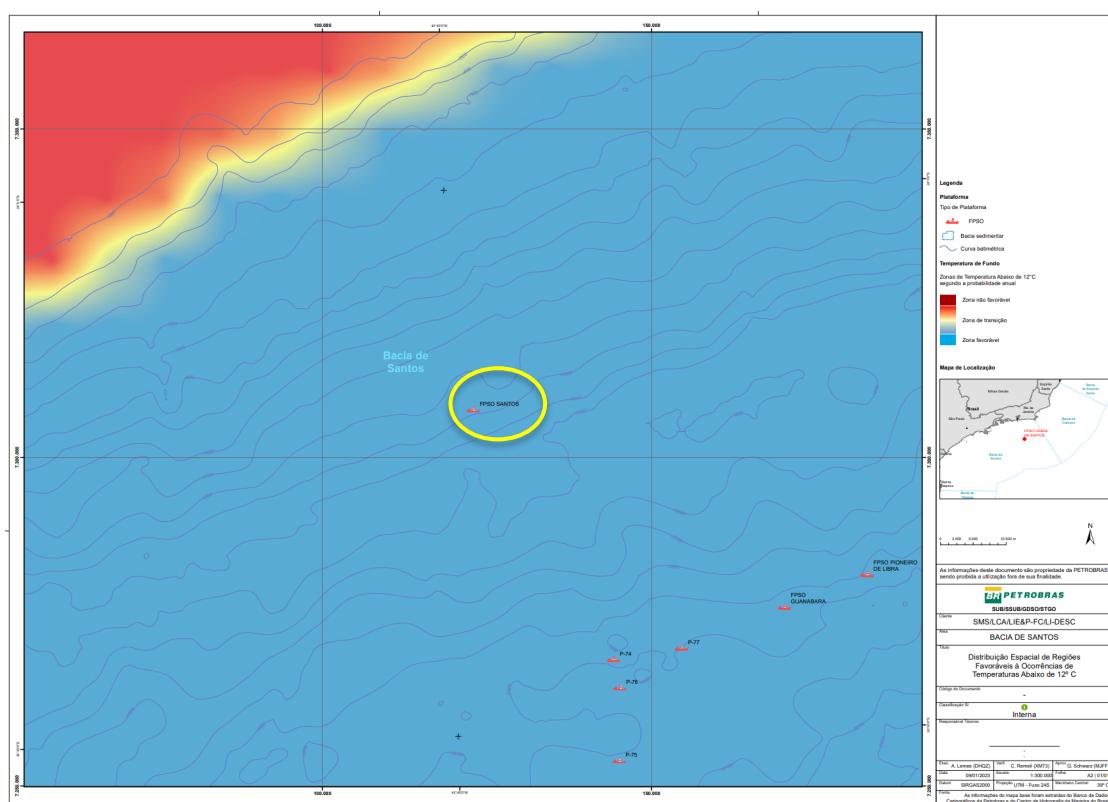


Figura 7.1-III: Recorte do mapa de “zonas de temperatura abaixo de 12°C segundo a probabilidade anual” (Anexo 11). A FPSO Cidade de Santos (circulada) encontra-se na “zona favorável” à não-sobrevivência do coral-sol, em azul, apresentando temperatura abaixo de 12°C ao longo de todo o ano.

Porém, o casco e amarras de topo do FPSO Cidade de Santos estão em região favorável à ocorrência de coral-sol. Por isso, foram utilizadas cerca de 2 horas de vídeos e imagens de inspeções com ROV, realizadas em janeiro de 2018. Todas as colônias de coral-sol passíveis de identificação nas imagens são registradas e a 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) (**Tabela 7.1-I**).

Tabela 7.1-I: Densidade de coral-sol nas estruturas inspecionadas, conforme LA-CS-0058-2019 – NOAA-IM – Núcleo Operacional de Análise Ambiental de Imagens Marinhas da Geodésia.

Estrutura Inspecionada	Data da Inspeção	Ocorrência (m)	Presença de coral-sol	Densidade de coral-sol	Figura
Casco Bombordo - Proa	20/01/2018	8	Sim	Alta	A
Casco Bombordo - Meia nau	20/01/2018	10	Sim	Alta	B
Casco Bombordo - Popa	20/01/2018	10	Sim	Alta	C
Casco Boreste - Proa	20/01/2018	10	Sim	Alta	D
Casco Boreste - Meia nau	17/01/2018	7	Sim	Média	E
Casco Bombordo - Popa	17/01/2018	4	Sim	Média	F
Amarra #18	12/01/2018	3	Sim	Baixa	G
Amarra #20	12/01/2018	4	Sim	Baixa	H

Através da análise das imagens, é possível afirmar que a distribuição das colônias de coral-sol ocorre de forma generalizada. O Laudo de avaliação de ocorrência de coral-sol no FPSO Cidade de Santos (LA-CS-0058-2019) registra a ocorrência de colônias no casco (**Figura 7.1-IV**) e nas amarras (**Figura 7.1-V**). A profundida de registro das colônias de coral-sol variou de 3 m a 10 m.

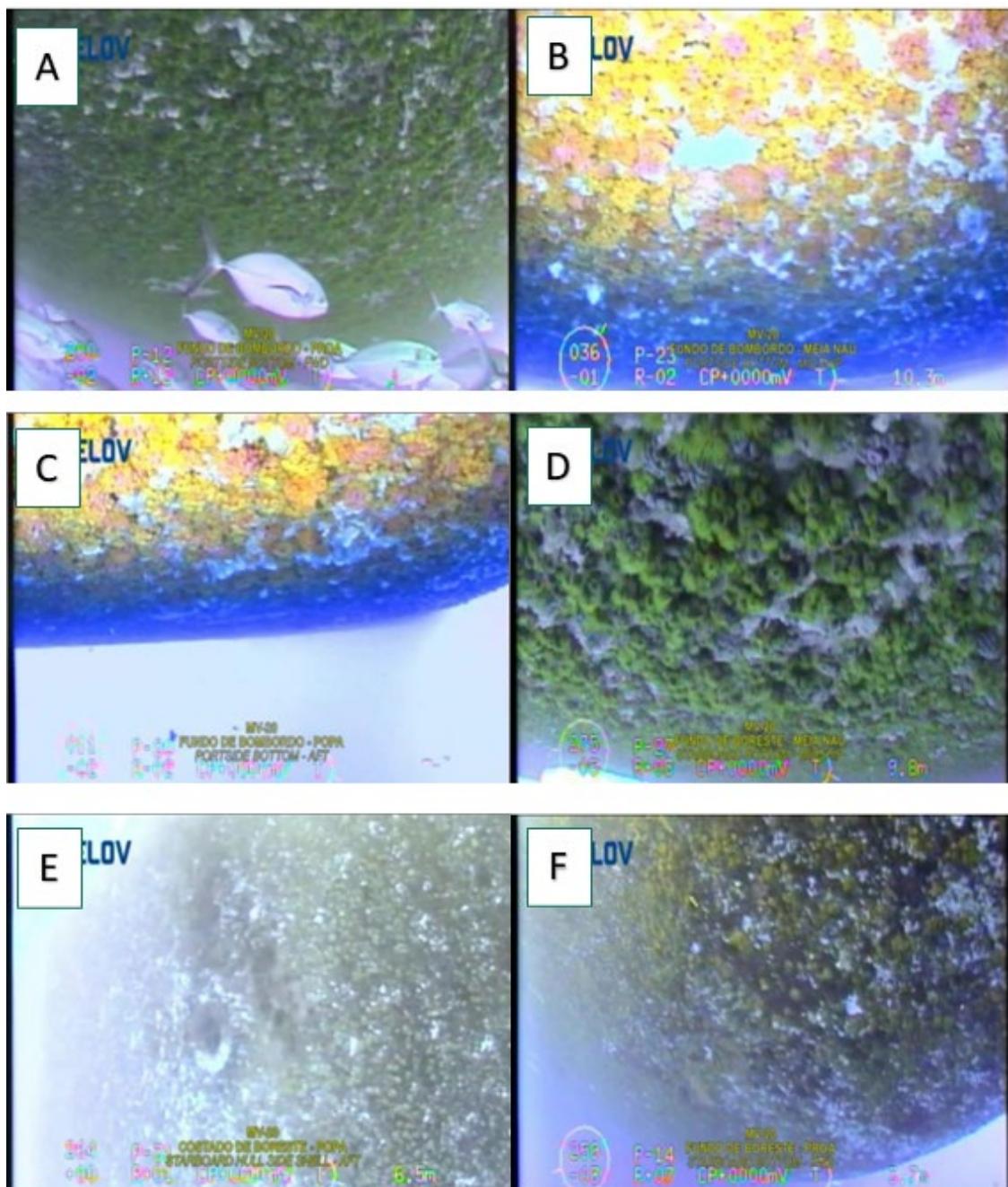


Figura 7.1-IV – Imagens das inspeções de avaliação de ocorrência de coral-sol no caso do FPSO Cidade de Santos: A) Colônias de coral-sol sobre Casco Bombordo - Proa; B) Colônias de coral-sol sobre Casco Bombordo – Meia nau; C) Colônias de coral-sol sobre Casco Bombordo - Popa; D) Colônias de coral-sol sobre Casco Boreste – Meia nau; E) Colônias de coral-sol sobre Casco Boreste - Popa; F) Colônias de coral-sol sobre Casco Boreste - Proa.

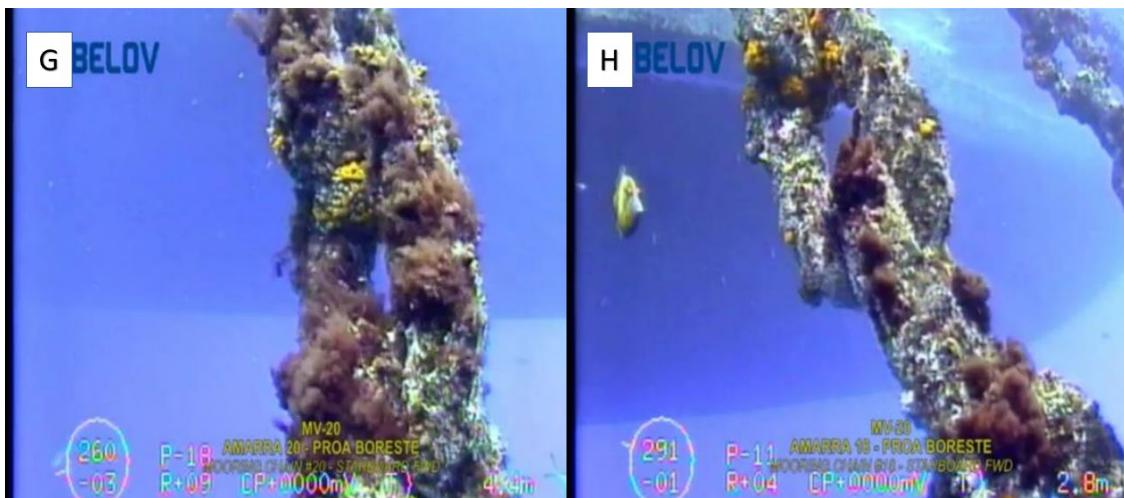


Figura 7.1-V - Imagens das inspeções de avaliação de ocorrência de coral-sol nas amarras do FPSO Cidade de Santos: G) Colônias de coral-sol sobre Amarra #18; H) Colônias de coral-sol sobre Amarra #20.

7.1.1 Análise de Riscos e Avaliação de Impactos Ambientais

Considerando as destinações finais propostas para os *risers dos dutos flexíveis*, sucatas, pesos mortos, sistema de ancoragem e plataforma, que fazem parte do escopo do Programa de Descomissionamento do FPSO Cidade de Santos (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 15**.

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 Santos, visando subsidiar a identificação e análise de impactos socioambientais associados ao Programa de Descomissionamento do FPSO Cidade de Santos. Para tanto, foram consideradas as particularidades da unidade marítima, seu sistema de produção, e os aspectos das atividades de descomissionamento.

A análise socioeconômica considerou que:

- A unidade marítima é do tipo FPSO, afretada, produtora de gás e óleo, instalada em uma lâmina d'água de 1.300m (LDA profunda), e está localizada na Bacia de Santos, a aproximadamente 160 Km da costa brasileira (Rio de Janeiro).

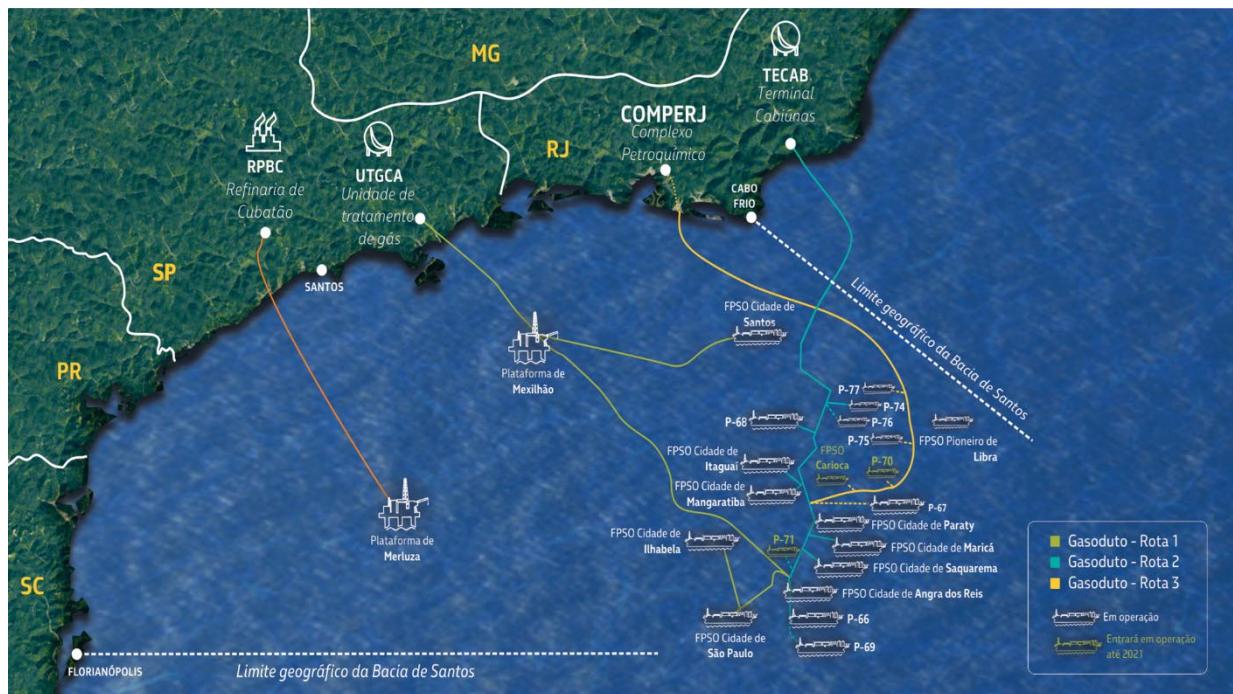


Figura 7.2.1-I: Mapa Localização FPSO Cidade de Santos em relação à Bacia de Santos.

- O sistema de produção abrange 10 poços produtores, 2 injetores de água e um gasoduto interligado a plataforma de Mexilhão (PMXL-1);

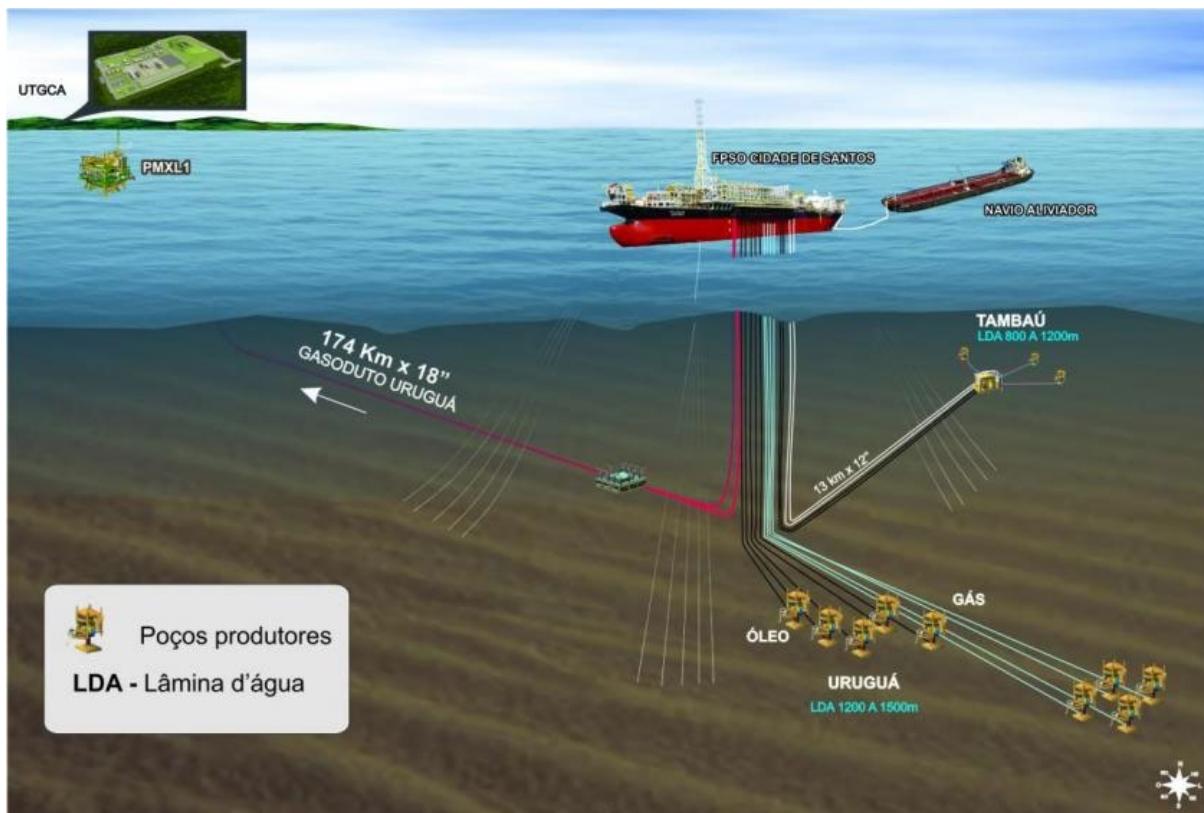


Figura 7.2.1-II: FPSO Cidade de Santos e suas estruturas de apoio.

- Em operação desde 2010, tem parada de produção prevista para 04/01/2024;
- O descomissionamento da unidade e do respectivo sistema submarino será distribuído prioritariamente ao longo de 2024 e 2025 e são previstas as seguintes etapas de descomissionamento, de acordo com o **Capítulo 5.3.2** deste PDI Parcial: fechamento dos poços e parada de produção, limpeza de linhas, desconexão dos equipamentos submarinos, *pull out* e recolhimento de *risers*, despressurização, drenagem, limpeza e inertização de equipamentos e tubulações da planta de processamento, limpeza dos tanques de carga, remoção e transporte de produtos químicos, destinação de materiais, resíduos e rejeitos, des ancoragem e recolhimento dos trechos de linhas de ancoragem suspensos, saída da plataforma da locação, remoção de sucatas e abandono de poços. O descomissionamento do restante do sistema submarino será avaliado posteriormente via metodologia da UFRJ;

- Por ser uma unidade afretada, a destinação ficará a cargo da proprietária, neste sentido considera-se a premissa de projeto conforme descrito no **Capítulo 4** deste PDI Executivo Parcial: Envio da plataforma diretamente da locação para águas internacionais.
- Como infraestrutura de apoio para a realização das atividades de descomissionamento, estão previstas as seguintes bases de apoio portuário e aeroportuário:
 - Base de Niterói - BANIT (Niterói/RJ);
 - Porto de Imbetiba (Macaé/RJ);
 - Porto do Açu (São João da Barra/RJ)
 - Companhia Docas
 - Aeroporto de Cabo Frio;
 - Heliporto Farol de São Tomé;
 - Aeroporto de Jacarepaguá.
- Considerando as bases de apoio supracitadas, não estão previstas alterações nas rotas já utilizadas nas rotinas operacionais da unidade;
- As embarcações de apoio a serem utilizadas RSV, PLSV e AHTS 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 destacam-se: (i) tambores com borra oleosa (TENORM), (ii) resíduos de bioincrustação oriundos das operações de desancoragem, *pull out* e recolhimento dos *risers*, e (iii) resíduos metálicos/poliméricos da remoção de estruturas submarinas (*risers* e trechos suspensos das linhas de ancoragem). Tais resíduos serão encaminhados para depósitos autorizados pela CNEN, coprocessamento em empresas licenciadas, ou alienados (passíveis de reciclagem).

Aspectos Socioeconômicos

A Bacia de Santos é a maior bacia sedimentar marítima brasileira, com uma área geográfica bastante ampla, num total de mais de 350 mil quilômetros quadrados, indo do estado do Rio de Janeiro até o estado de Santa Catarina. A área de influência da atividade do FPSO Cidade de Santos, que produz os campos de Tambaú e Uruguá, inclui Saquarema, Maricá, Niterói e Rio de Janeiro.

As primeiras atividades da PETROBRAS na Bacia de Santos tiveram início ainda na década de 1970, quando a empresa iniciou suas atividades de exploração e produção na região. Décadas depois, a PETROBRAS voltou a investir na perfuração e produção de poços na Bacia de Santos, processo que se mantém nos dias atuais.

Por sua amplitude geográfica, as atividades marítimas relacionadas à produção de petróleo e gás da PETROBRAS na Bacia de Santos não se concentram exclusivamente em uma cidade ou região: a empresa possui instalações em municípios como Santos (SP), Rio de Janeiro (RJ) entre outros.

A pesca artesanal ocupa um importante papel socioeconômico e cultural nas localidades em que está presente. A atividade é caracterizada principalmente pela mão de obra familiar, com embarcações de pequeno porte e os equipamentos utilizados variam de acordo com a espécie a se capturar. Para diversas localidades a área de atuação da pesca artesanal está na proximidade da costa e nos rios e lagos. No estado do Rio de Janeiro, isso ocorre em Arraial do Cabo, Cabo Frio, Araruama, Saquarema, Maricá, Magé, Itaboraí, Itaguaí e Paraty. No estado de São Paulo, em Ubatuba, Caraguatatuba, Ilhabela, São Sebastião e Santos.

Considerando a área de influência da atividade do FPSO Cidade de Santos, conforme dados do Programa de Monitoramento da Pesca, 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.

Quanto ao turismo, o litoral do Estado do Rio de Janeiro da Bacia de Santos apresenta municípios de grande concentração de atividades turísticas, com destaque para a Região dos Lagos (principalmente os municípios de Saquarema e Cabo Frio). Esses municípios

atraem turistas e veranistas, gerando um dinamismo local significativo, inclusive em termos econômicos, com a criação de empregos e renda através de atividades relacionadas a este setor (ex.: artesanato, comércio e serviços).

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

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

No Estado do Rio de Janeiro, em dezembro de 2020, todos os 92 municípios receberam royalties (exceto Comendador Levy Gasparian-RJ), conforme ANP, sendo importante complemento – e muitas vezes a mais importante fonte de recursos e investimentos - da receita municipal. Na Bacia de Santos, 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\$ 21,78 bilhões referentes a royalties.

Segundo dados da ANP, em 2022, o município de Maricá, no estado do Rio de Janeiro, é o único município beneficiado pelos royalties dos poços de Tambaú e Uruguá, aos quais o FPSO Cidade de Santos está vinculado.



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

PERCENTUAIS MÉDIOS DE CONFRONTAÇÃO

MÊS DE CRÉDITO: Dezembro de 2022

MÊS DE PRODUÇÃO: Outubro de 2022

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

Campo	Contrato de Concessão	Município	UF	% médio de confrontação
TAMBAÚ	48000.003577/97-41-TBU	MARICA-RJ	RJ	100
URUGUÁ	48000.003577/97-41-URG	MARICA-RJ	RJ	100

Fonte: Tabela de Percentual de Confrontação dos Campos Marítimos, disponível em:
<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/royalties>, acesso em:
05/01/2023.

Como outras unidades da Bacia continuam gerando royalties para este mesmo município, não se observa um impacto significativo da participação desse recurso na composição de sua receita.

PERCENTUAIS MÉDIOS DE CONFRONTAÇÃO				
MÊS DE CRÉDITO: Dezembro de 2022				
MÊS DE PRODUÇÃO: Outubro de 2022				
Percentuais médios de confrontação dos campos produtores correspondentes aos seus respectivos Municípios confrontantes:				
Campo	Contrato de Concessão	Município	UF	% médio de confrontação
ATAPU	48610.012913/2010-05-ATP	MARICA-RJ	RJ	21,8134
ATAPU_ECO	48610.226558/2021-02-ATPE	MARICA-RJ	RJ	21,8134
BERBIGÃO	48610.003886/2000A-BBG	MARICA-RJ	RJ	100
BÚZIOS	48610.012913/2010-05-BUZ	MARICA-RJ	RJ	37,45675
BÚZIOS_ECO	48610.220324/2019-37-BUZE	MARICA-RJ	RJ	37,45675
ESPADARTE	48000.003893/37-18-ESP	MARICA-RJ	RJ	3,40997
ITAPU	48610.012913/2010-05-ITP	MARICA-RJ	RJ	100
OESTE DE ATAPU	48610.003886/2000A-OATP	MARICA-RJ	RJ	96,6773
SÉPIA	48610.012913/2010-05-SEP	MARICA-RJ	RJ	35,04802
SÉPIA LESTE	48610.010733/2001-SEPL	MARICA-RJ	RJ	52,8995
SÉPIA_ECO	48610.226558/2021-49-SEPE	MARICA-RJ	RJ	35,04802
SUL DE BERBIGÃO	48610.012913/2010-05-SBBG	MARICA-RJ	RJ	100
SUL DE TUPI	48610.012913/2010-05-STUP	MARICA-RJ	RJ	43,48161
SURURU	48610.003886/2000A-SRR	MARICA-RJ	RJ	100
TAMBAÚ	48000.003577/97-41-TBU	MARICA-RJ	RJ	100
TUPI	48610.003886/2000-TUP	MARICA-RJ	RJ	48,93532
URUGUÁ	48000.003577/97-41-URG	MARICA-RJ	RJ	100

Figura 7.2.1-III: Município de Maricá e seus percentuais médios de confrontação, dos diversos campos aos quais é considerado como área de influência . Extraído do site da ANP <<http://www.anp.gov.br/royalties-e-outras-participacoes/royalties>> em 27 de dezembro de 2022.

Considerando-se que o descomissionamento da unidade e, neste momento, de parte do respectivo sistema submarino será distribuído prioritariamente ao longo dos anos de 2024 e 2025, não se prevê um aumento significativo do tráfego marítimo na região. Tais embarcações têm um POB médio de 50 pessoas, ficando a critério da empresa contratada o emprego de mão de obra nacional ou internacional. Nesse sentido, pode-se associar ao descomissionamento em questão a manutenção de empregos diretos. O dimensionamento do impacto referente a empregos indiretos dependerá da necessidade ou não de hospedagem, transporte e alimentação dos trabalhadores, podendo gerar incremento ou manutenção de atividades econômicas ligadas ao setor de serviços em nível regional na Bacia de Santos.

Considerando as bases de apoio portuário indicadas, observa-se que as rotas das embarcações de apoio às atividades de descomissionamento serão as já utilizadas nas rotinas operacionais da PETROBRAS. Para avaliação da pressão na infraestrutura portuária, há que se considerar que as desconexões das linhas submarinas e do sistema de ancoragem, bem como a saída da unidade da locação e execução do recolhimento parcial das linhas flexíveis (trechos *riser* e alguns trechos *flow*) e trechos intermediários das amarras ocorrerão ao longo dos anos de 2024 e 2025.

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

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.

O **Anexo 16** apresenta a avaliação de impactos considerando os fatores em destaque ao longo desse capítulo.

7.2.2. Aspectos de Responsabilidade Social

Complementarmente às informações sobre o cenário socioeconômico da região da Bacia de Santos apresentadas no **Capítulo 7.2.1**, foi elaborado o **Anexo 14** – 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 Santos: 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 Santos, o que inclui o descomissionamento do FPSO Cidade de Santos. 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 14**, demonstram o comprometimento da empresa em garantir o atendimento integral ao Art. 5º da Resolução ANP nº 817/2020, ou seja, executar as atividades de descomissionamento de instalações de forma segura, com o fim de mitigar riscos a vida humana, ao meio ambiente e aos demais usuários, aderente às melhores práticas da indústria nas áreas de responsabilidade social e sustentabilidade.

7.2.3 Avaliação de Impactos Socioeconômicos

Tendo em vista o longo período de operação do FPCST como parte do Sistema de Produção dos Campos de Uruguá e Tambaú, 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, consequentemente, as possíveis transformações socioeconômicas oriundas da sua desativação. Diante disso, apresenta-se no **Anexo 13** a identificação e avaliação de impactos socioeconômicos resultantes do Programa de Descomissionamento do FPCST.

7.3. Inter-Relação com Projetos Continuados

O Projeto de Descomissionamento do FPCST manterá inter-relação direta com os seguintes projetos:

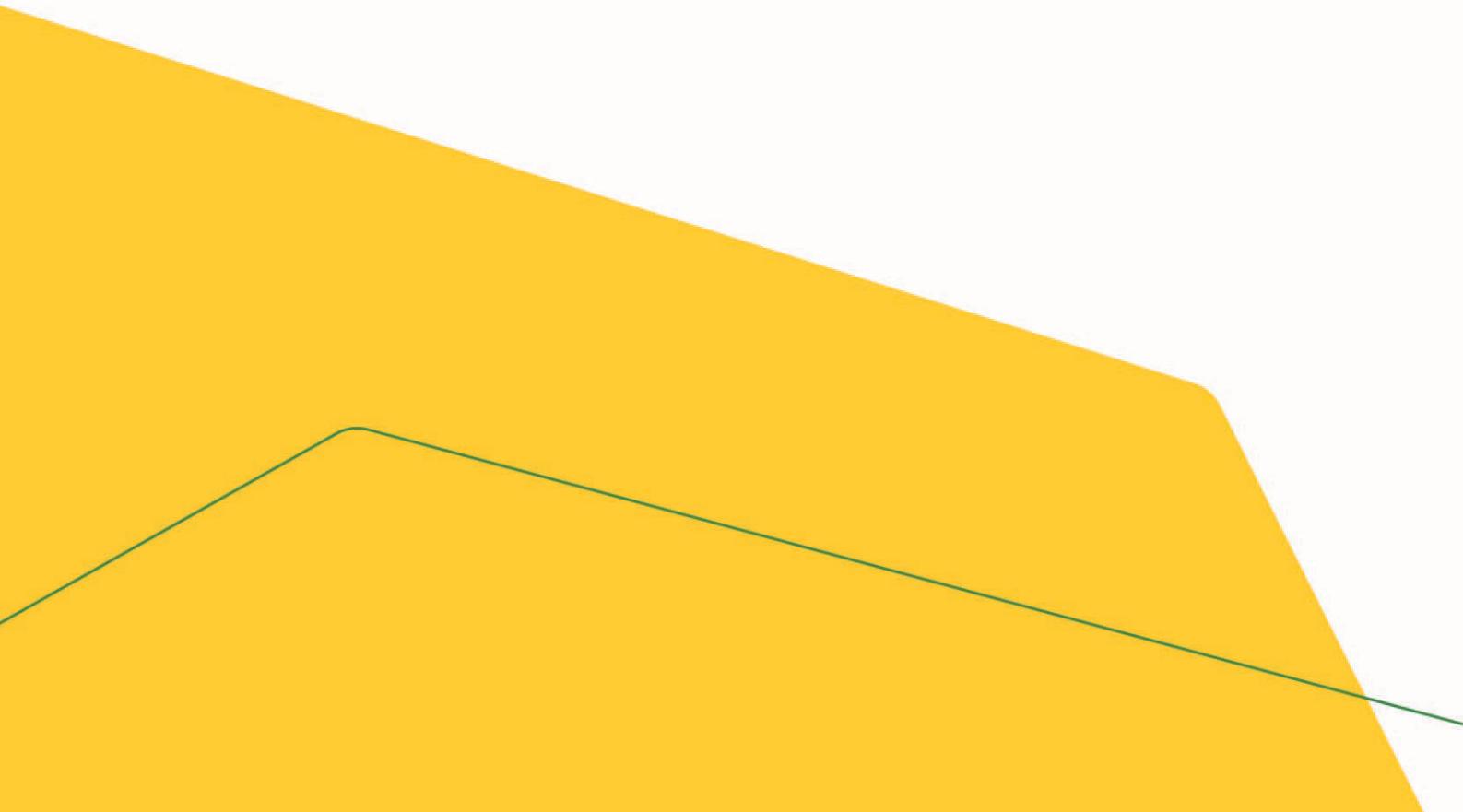
- **Projeto de Controle da Poluição (PCP):** está diretamente relacionado ao Projeto de Descomissionamento do FPCST devido à necessidade de se gerenciar, controlar e dar destinação adequada aos resíduos/rejeitos e efluentes gerados na plataforma e nas embarcações de apoio durante as operações de descomissionamento, 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 Santos – PCSR-BS;
- **Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT):** enfatiza junto ao seu público-alvo (trabalhadores do FPSO Cidade de Santos e das embarcações de apoio envolvidas nas operações) os cuidados necessários à execução de suas atividades e as interferências das mesmas com o meio ambiente;
- **Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas (PPCEX):** contempla ações de gerenciamento de riscos para prevenção e controle de espécies exóticas invasoras incrustantes (incluindo o coral-sol) nas atividades de E&P da PETROBRAS;
- **Projeto de Monitoramento de Impactos de Plataformas e Embarcações sobre a Avifauna (PMAVE):** é uma condicionante ambiental relativa aos processos de licenciamento ambiental dos empreendimentos marítimos de exploração e produção de petróleo e gás natural, cujos principais objetivos são: - Registrar todas as ocorrências incidentais envolvendo aves debilitadas, feridas ou mortas (carcaças), bem como aglomerações encontradas em todas as unidades marítimas em atuação na AGBS e AGES; - Executar, quando necessário, procedimentos que envolvam

captura, coleta, manejo ou transporte de avifauna, sob orientação técnica, visando assegurar o bem-estar da ave e a segurança da equipe e operação.

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

Capítulo 8:

Conclusão



Capítulo 8. Conclusão

Referente às atividades de descomissionamento do FPCST que fazem parte do escopo deste PDI Executivo Parcial, 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 etapas do projeto:

- Limpeza das linhas e equipamentos submarinos conectados ao FPCST, assegurando o enquadramento do Teor de Óleos e Graxas (TOG) nestas linhas em até 15 ppm;
- Desconexão, pull out e recolhimento parcial das 35 linhas flexíveis (trechos riser e alguns trechos flow), sem deposição no leito marinho;
- Hibernação do duto rígido do sistema de exportação de gás do FPCST à PMXL-1, PLET's, PLEM e VES a ele associados, visando um possível reaproveitamento em outros projetos da PETROBRAS;
- Desconexão do sistema de ancoragem e recolhimento integral das amarras de topo e cabos de poliéster das vinte linhas de ancoragem do FPCST;
- Permanência definitiva in situ das 20 estacas torpedo e amarras de fundo a elas conectadas, usadas no sistema de ancoragem do FPCST, e das 35 estacas torpedo e suas amarras usadas na ancoragem das linhas flexíveis submarinas;
- Limpeza da planta de processamento e dos tanques de carga do FPSO;
- Remoção de materiais/resíduos presentes nas instalações do FPCST;
- Remoção de sucatas, boias de sinalização e flutuadores;
- Abandono permanente de 13 poços, incluindo 01 poço (7-URG-4-RJS) que está abandonado temporariamente e não se encontra interligado ao FPCST;
- Deslocamento do FPSO diretamente da locação atual para águas internacionais .

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 Cidade de Santos 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 do FPCST.

	Metas	Indicadores
1	Realizar limpeza das linhas e equipamentos submarinos conectados ao FPCST, assegurando o enquadramento do Teor de Óleos e Graxas (TOG) nestas linhas em até 15 ppm.	Evolução de linhas lavadas e enquadradas (TOG ≤ 15 ppm).
2	Realizar desconexões no sistema submarino e equipamentos (BAPs) das linhas flexíveis.	Evolução de desconexões realizadas.
3	Realizar o <i>pull out</i> e recolhimento de 35 <i>risers</i> .	Evolução de <i>risers</i> recolhidos no momento do <i>pull out</i> .
4	Realizar o recolhimento dos segmentos superiores e intermediários das vinte linhas de ancoragem.	Evolução de segmentos superiores e intermediários 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.	Evolução de tubulações e equipamentos da planta de processamento despressurizados, drenados e limpos.
7	Realizar a limpeza dos tanques de carga do FPCST.	Evolução da limpeza dos tanques de carga.
8	Realizar a remoção de produtos químicos que não precisam ser mantidos a bordo para a saída da locação e navegação / reboque da plataforma.	Evolução de produtos químicos removidos.
9	Realizar a remoção das Remoção das Sucatas.	Evolução da remoção de Sucatas.
10	Realizar o abandono permanente dos 13 poços.	Evolução do abandono dos poços.

A PETROBRAS enviará relatórios semestrais de progressão do Projeto de Descomissionamento do FPSO Cidade de Santos ao IBAMA, à ANP e à Marinha do Brasil (Relatório Periódico das Operações de Descomissionamento) após aprovação do PDI nos três órgãos. 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.

Capítulo 9:

Responsabilidade Institucional



Capítulo 9. Responsabilidade Institucional

A responsabilidade legal pelo Projeto de Descomissionamento do FPSO Cidade de Santos, segundo diretrizes e propostas apresentadas nesse documento, é da PETROBRAS – Unidade de Negócio de Exploração e Produção da Bacia de Santos (UN-BS).

Endereço: Rua Marquês de Herval, 90 – 4º andar (Comunicação) – Valongo – Santos/SP - CEP 11010-310.

Telefone: 0800 728 9001.

Capítulo 10:

Responsáveis Técnicos



Capítulo 10. Responsáveis Técnicos

Os responsáveis técnicos por esse documento estão indicados nas páginas seguintes.

Profissional	Marcia Rocha do Valle
Área Profissional	Engenharia Civil
Registro no Conselho de Classe	RJ-165528/D
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	8224374
Função	Gerente Setorial
Disciplina	Gerenciamento de Projeto
Assinatura	

Profissional	Saul Rodrigues dos Santos
Área Profissional	Engenharia Química
Registro no Conselho de Classe	CREA-SP 5062437825
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	8335231
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	

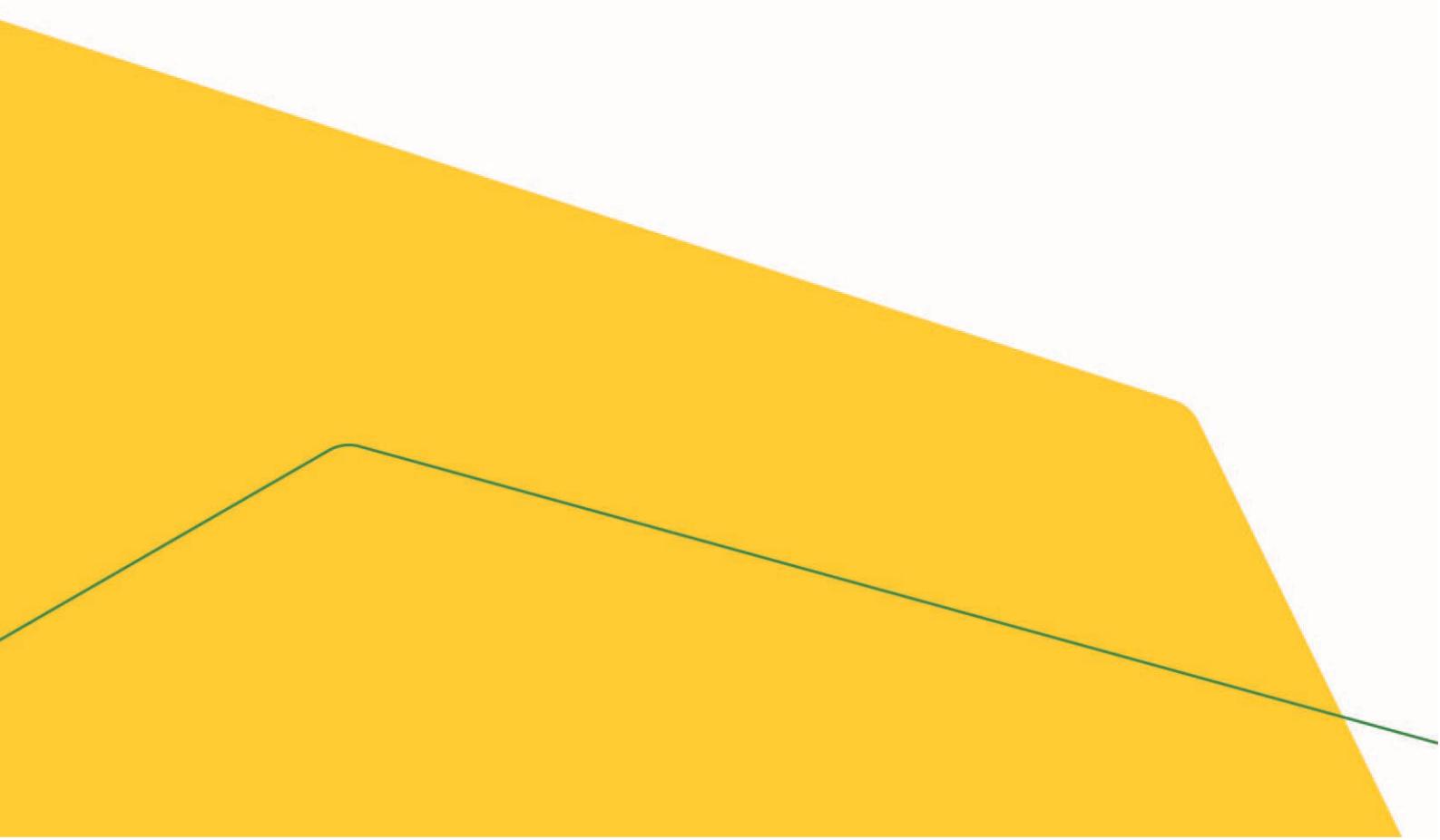
Profissional	Lucia Helena Laureano Bernardi
Área Profissional	Engenharia de Segurança do Trabalho
Registro no Conselho de Classe	CAU 0000944548
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	5630856
Função	Gerente Setorial
Disciplina	Licenciamento Ambiental
Assinatura	

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	Doride Maria Benevolo de Andrade Pinheiro
Área Profissional	Economia
Registro no Conselho de Classe	CORECON RJ 17.407
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	7781815
Disciplina	Responsabilidade Social
Assinatura	

Capítulo 11:

Referências



Capítulo 11. Referências

ALMEIDA, A.G., KOWSMANN, R. **Geomorfologia do talude continental e do platô de são paulo**, Editor(s): Renato Oscar Kowsmann, Geologia e Geomorfologia, Campus, 2015. Pages 33-66, ISBN 9788535269376.

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

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

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

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

CASTELLO, J. & KRUG, L. **Introdução as Ciências do Mar**. Ed.1. 2015. ISBN. 978-85-68539-00-2.

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.

LISITZIN, A. *Oceanic Sedimentation: Lithology and Geochemistry*. 2016. ISBN 9780875902432.

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.

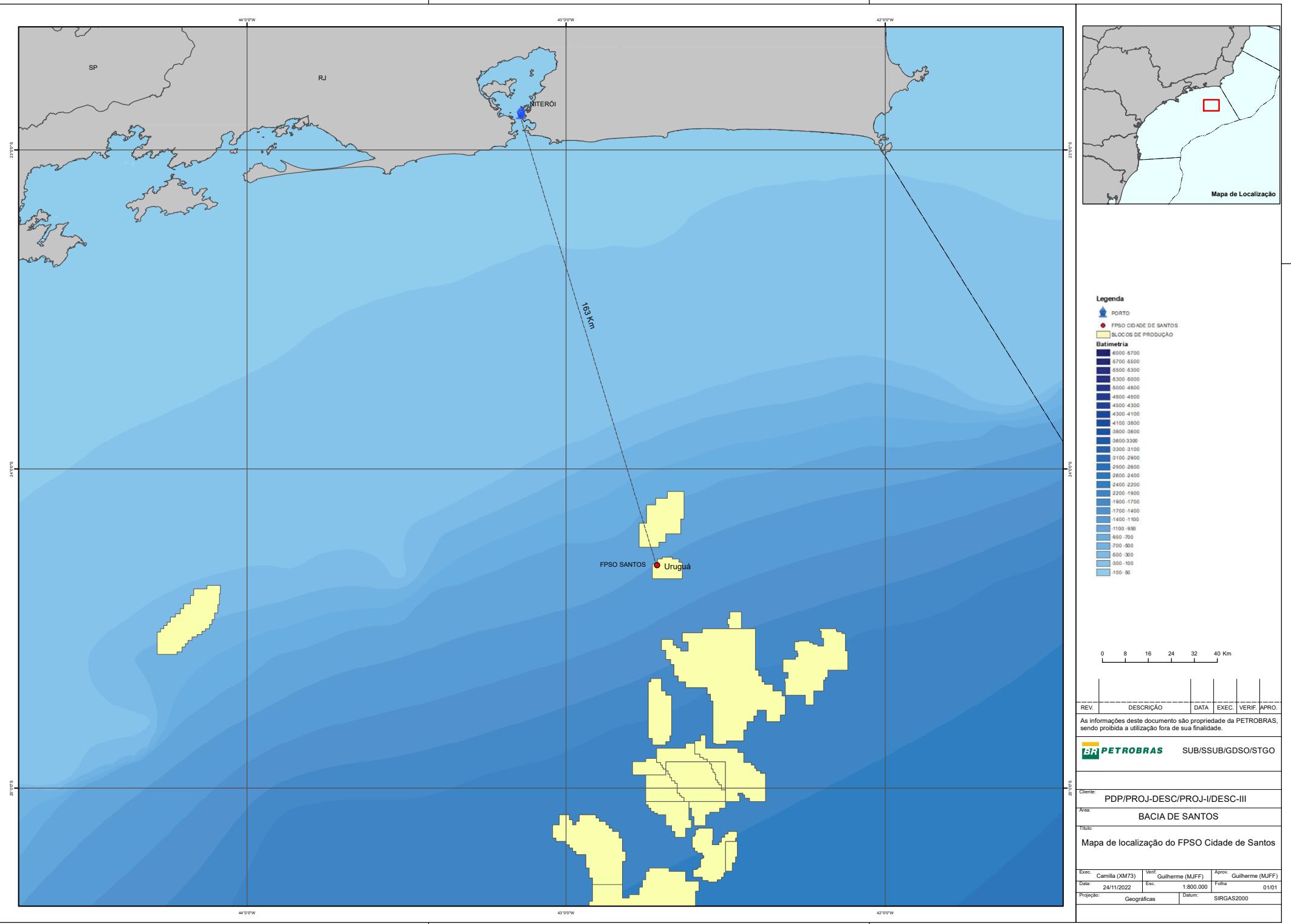


Anexo 1

Mapa de Localização

do FPCST

na Bacia de Santos



Anexo 2

Diagrama Unifilar de Interligação do FPCST

F

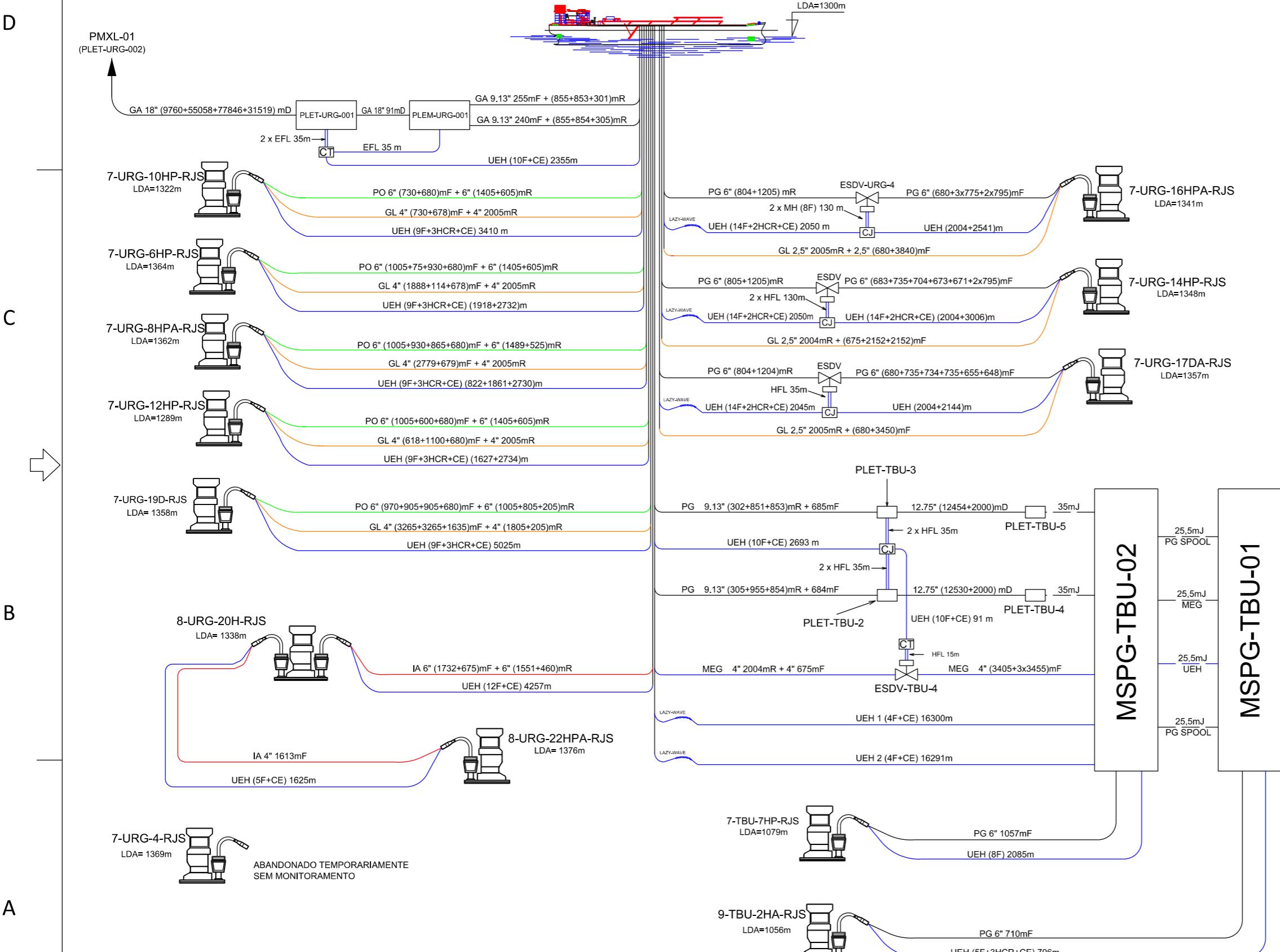
G

H

1

J

FPSO-CIDADE DE SANTOS (SPREAD MOORED)



DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

- 01 - ET-3000.00-1500-941-PZ9-031_REV.0 - REQUISITOS MÍNIMOS PARA ELABORAÇÃO DE ARRANJOS SUBMARINOS BÁSICOS E DIAGRAMAS UNIFILARES.
 - 02 - 3A20.00-1500-942-R1N-001=0 - ARRANJO SUBMARINO SITUAÇÃO ATUAL PARA DESCOMISSIONAMENTO DA UEP FPSO CIDADE DE SANTOS E DAS INSTALAÇÕES SUBMARINAS ASSOCIADAS
 - 03 - XPE0002918 - RINA BRASIL SERVIÇOS TÉCNICOS LTDA (CONTRATO 5900.0120971.22.2).
 - 04 - XPE0009906 - RINA BRASIL SERVIÇOS TÉCNICOS LTDA (CONTRATO 5900.0120971.22.2).

NOTAS GERAIS

- 01 - MAIORES DETALHES DEVERÃO SER VERIFICADOS NO DOCUMENTO DE REF. Nº 2
02- CORREÇÃO DA CONFIGURAÇÃO DE INSTALAÇÃO DO UEH DE CONEXÃO DA CT-1,
PARA: CATENÁRIA LIVRE.

TERMINOLOGIA	
AN - ANEL	JHR - JETTA RISER
AMM - AVALIAÇÃO DE NÍVEL MOLHADA	ANR - ANEL RISER
BSP - BOM DE SUSTENTAÇÃO DE RISER	NV - NORTE VERDADERO
CAB - CÂMERA DE ÁGUA	NU - NÓUTRO UTO
CAT - CALHA TERMINAL	NO - INDUÇÃO DE OLHO
CC - CÂMERA DE CONDUZIR	PLAN - PLANO DE ALIMENTAÇÃO
CFE - CONEXÃO RISER + FLOW	PFT - PIPE LINE END TERMINATION
CPD - CLOUD PREDICTION DISPLAY	PT - PONTO DE TERRITÓRIO
PSD - FLOATING PRODUCTION, STORAGE AND OFFLOADING	SC - STEEL CATHARTY RISER
PSI - PRESSURE SWING DISTILLATION	SCH - SISTEMA DE CÁLCULO
ESD - EMERGENCY SHUT DOWN VALVE	SDU - SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO UNI
EST - ESTABILIZADOR DE TENSÃO	SV - SERVIÇO
EM - ENTRADA DE MATERIAIS	SEF - SISTEMA DE ESTABILIZAÇÃO DE PREVISÃO
EMD - MANIFOLD SUBMARINO DE DISTRIBUIÇÃO DA PRODUÇÃO	UEH - UNIBLOC ELETRO-HIDRÁULICO
MISAC - MANIFOLD SUBMARINO DE INJEÇÃO DE ÁGUA E GÁS	UEA - UNIBLOC ELETRO-HIDRÁULICO DE POTÊNCIA
INF - INFILTRAÇÃO	UEA - UNIBLOC LIMITEAMENTO ASSESSMENT
INF - INFILTRAÇÃO DE FLUIDO EM ÁGUA	
INF - INFILTRAÇÃO - FLOW	
LEGENDA	
CORES	
PRIORIDADE DE USO UNIBLOC / ALUMÍNIO ÓPTICA CABO ELÉTRICO UNIBLOC INTEGRADO DE POTÊNCIA/ UNIBLOC ELETRO-HIDRÁULICO SERVO / ANILAR / GAS LIFT EXECUTIVO INJEÇÃO DE ÁGUA GASODUTO/PRODUÇÃO DE GÁS/ NEGLIRE	
POÇO SEM ANIL POÇO COM ANIL POÇO SEM ANIL INTERLIGADO POÇO COM ANIL INTERLIGADO (PIGGYBACK)	
ESTILOS	
LINHA DE PROJETO LINHA EXISTENTE	

A	ATUALIZAÇÃO DE REPRESENTAÇÃO DO UEH DA CT-1. CONF. DOC. REF. [4]	21/11/22	K.SILVA	A. LIMA	F.SILVA
0	EMISSÃO ORIGINAL	28/09/22	M.TROVÃO	D.GOMES	F.SILVA
REV.	DESCRIÇÃO	DATA	EXEC.	VERIF.	APROV.

AS INFORMAÇÕES DESTE DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE.
FORMULÁRIO PERTENCENTE À PETROBRAS N.º 291 REV. M.

CONTRATADA: IRINA BRASIL SERVIÇOS TÉCNICOS LTDA.	CONTRATO N°: 5900.0120971.22.2	PROJETO N°: -
RESP. TÉCNICO: NATAL FERREIRA VASCONCELOS	APLICATIVO: MICROSTATION® V8i	
CREA N°: 141146933-0	ARQUIVO: DE-3A20.00-1500-942-R1N-002=A.dgn	



HC-BS / ATP N

CLIENTE: DESENVOLVIMENTO DO CAMPO DE TAMBAÚ E URUGUÁ

PROGRAMA:

CAMPO DE TAMBAÚ E URUGUÁ (BS-500)

ÁREA: CAMPO DE TAMBAÚ E URUGUÁ (BS-500)

TÍTULO: DIAGRAMA UNIFILAR SITUAÇÃO ATUAL PARA
DESCOMMISSIONAMENTO DA UEP FPSO CIDADE DE SANTOS
E DAS INSTALAÇÕES SUBMÁRINAS ASSOCIADAS

PROJ.	RINA	EXEC.	M.TROVÃO	VERIF.	D.GOMES
APROV.	F.SILVA				
DATA	28/09/2022	ESCALA	S/ESCALA	FOLHA	1 de 1

DE-3A20.00-1500-942-R1N-002

Anexo 3

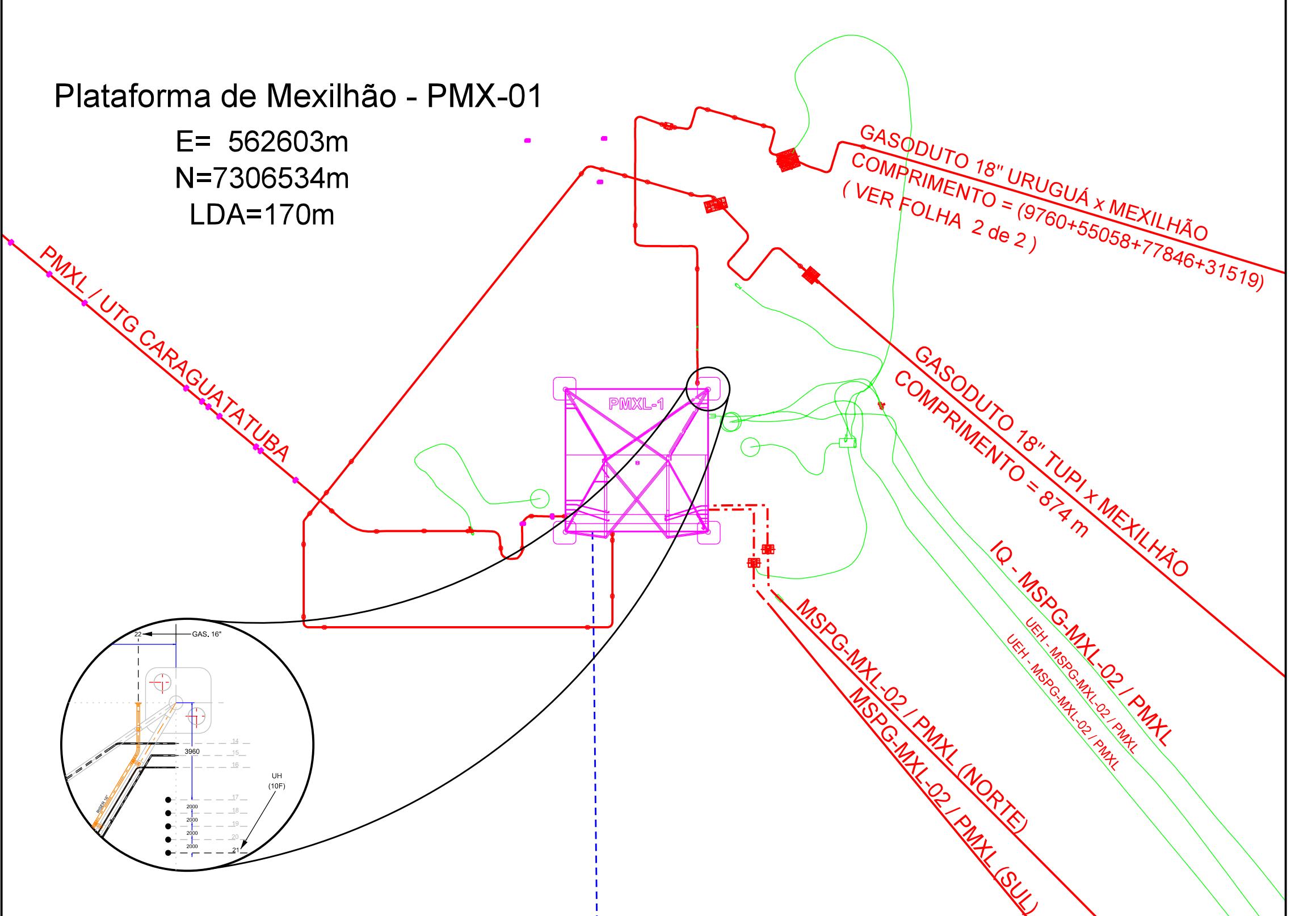
Arranjo Submarino do FPCST

DADOS DAS LINHAS SUBMÁRINAS

Item	Linha	Tramo	Função	Poço / Equipamento	Suporte	Diâmetro (pol)	Comprimento (m)	Terminação 1		Terminação 2		
								Coordenadas UTM Este	Coordenadas UTM Norte	Situação	Coordenadas UTM Este	Coordenadas UTM Norte
1	FPOB / MSPG-TBU-02	MEG	MSPG-TBU-02	S-33	4"	2004	731484 7311317	Conectado	731484 7311317	Conectado	731484 7311317	Conectado
2								675	731484 7311317	Conectado	731484 7311317	ESDV
3								3405	731347 7311936	ESDV	729934 7315004	Conectado
4								3455	729934 7315004	Conectado	731184 731820	Conectado
5		GA	PIEM-URG-001	S-34	9.13"	3455 731184 731820	Conectado	731184 731820	Conectado	731184 731820	Conectado	
6								3455	731184 731820	Conectado	731165 7312165	Conectado
7								3455	732390 731165	Conectado	733440 7324244	MSPG
8								16300	-	S-34	733440 7324244	MSPG
9	FPOB / PIEM-URG-001	GA	PIEM-URG-001	S-35	CE (x x mm2) HCR 4 x 1/2"(5000psi)	16291	732390 731165	Conectado	733440 7324244	MSPG	MSPG	
10								301	-	S-12	733440 7324244	Riser
11								853	-	Riser	730939 7310621	Riser
12								855	-	Riser	730939 7310621	Riser
13								255	730939 7310621	Conectado	730743 7310636	PLEM
14								305	-	S-13	730743 7310636	Riser
15								854	-	Riser	730949 7310649	Riser
16								855	-	Riser	730949 7310649	Conectado
17								240	730954 7310649	Conectado	730743 7310636	PLEM
18								2355	-	Riser	730727 7310655	CT
19								684	731043 7311804	PLET	731377 7311275	Conectado
20								854	731377 7311275	Conectado	-	Riser
21								955	-	Riser	-	Riser
22								685	731085 7311831	PLET	731450 7311292	Conectado
23								853	731450 7311292	Conectado	-	Riser
24								851	-	Riser	-	Riser
25								302	-	Riser	-	S-32
26								2693	731146 7311836	ESDV	731384 7311287	Conectado
27								91	-	Riser	-	S-31
28	Gasoduto	PLET-TEU-3 / FPOB	PLET-TEU-03	S-32	9.13"	CE (3 x 2 x 2.5 mm2) HCR 10 x 1/2"(5000psi)	1250 731043 7311804	PLET	731657 7323136	Conectado	731657 7323136	Conectado
29								2000	731657 7323136	Conectado	7324255 7324255	PLET
30								12454	731085 7311831	PLET	7323092 7323092	Conectado
31								2000	731687 7323092	Conectado	7324208 7324208	PLET
32								1005 734541 7307088	Poço	730974 7308664	Conectado	-
33								730974 7308664	Conectado	730928 7308664	Conectado	-
34								930 730928 7308618	Conectado	730932 7308618	Conectado	-
35								680 730932 7308618	Conectado	730970 7308618	Conectado	-
36								1405 732611 730970	Conectado	-	Riser	S-05
37								605	-	Riser	-	Riser
38	FPOB / 7-URG-6HP-RS	GL	7-URG-6HP-RS	S-04	4"	CE (3 x 2 x 4 mm2) TP 9 x 3/8"(5000psi) HCR 3 x 1/2"(5000psi)	678 732773 730938	Conectado	732773 730938	Conectado	732773 730938	Conectado
39								114 733138 730930	Conectado	733138 730930	Conectado	-
40								1888 733955 730937	Conectado	733955 730937	Conectado	-
41								2732 732773 730937	Conectado	732773 730937	Conectado	-
42								1818 733384 730935	Conectado	733384 730935	Popo	Popo
43								1005 733401 730935	Conectado	733401 730935	Conectado	-
44								1005 733401 730935	Popo	733401 730935	Conectado	-
45								930 730935 730935	Conectado	730935		

COORDENADAS DOS POÇOS E EQUIPAMENTOS				
Poço / Equipamento	Coordenadas UTM	LDA	Azimute (* Graus)	
	Este	Norte	(m)	
7-TBU-7HP-RJS	732286	7322529	1075	133
7-URG-10HP-RJS	734243	7309646	1321	282
7-URG-12HP-RJS	734196	7311370	1292	196
7-URG-14HP-RJS	737020	7309574	1348	288
7-URG-16HP-RJS	735833	7309184	1344	326
7-URG-17D-RJS	736380	7308633	1361	296
7-URG-19D-RJS	734768	7308016	1358	253
7-URG-6HP-RJS	734541	7307908	1361	312
7-URG-8HP-RJS	735099	7308531	1357	298
8-URG-20H-RJS	732876	7308108	1338	-
8-URG-22HP-RJS	733526	7306801	1378	-
9-TBU-2HA-RJS	733626	7324831	1056	205
CI (7-URG-14HP-RJS)	733080	7310555	1298	-
CI (7-URG-17HP-RJS)	733094	7310460	1299	-
CI (7-URG-4-RJS)	733074	7310212	1302	-
CI-1	731052	7311827	1267	-
CT-1	730727	7310655	1267	-
MSPG-TBU-01	733373	7324260	1062	242
MSPG-TBU-02	733340	7324244	1062	244
PLEM-URG-001	730743	7310536	1279	168
PLET-TBU-2/C/ESDV-2	731043	7311804	1260	202
PLET-TBU-3/C/ESDV-3	731085	7311831	1260	204
PLET-TBU-4	733309	7324255	1060	304
PLET-TBU-5	733339	7324208	1063	305
PLET-1-URG-001	730708	7310644	1278	78
ESDV (URG-GE-03)	732986	7310572	1291	1
ESDV (URG-GE-05)	732985	7310481	1293	177
ESDV-TBU-4	731146	7311836	1262	290

ANCORAGEM DOS DUTOS				
Referência Poço / Duto ou Equipamento	Função	Coordenadas UTM	LDA	Azimute (* Graus)
		Este	Norte	(m)
7-TBU-7HP-RJS	PO	733826	7322529	1075
7-URG-10HP-RJS	PO	734243	7309646	1321
7-URG-12HP-RJS	PO	734196	7311370	1292
7-URG-14HP-RJS	PO	737020	7309574	1348
7-URG-16HP-RJS	PO	735833	7309184	1344
7-URG-17D-RJS	PO	736380	7308633	1361
7-URG-19D-RJS	PO	734768	7308016	1358
7-URG-6HP-RJS	PO	734541	7307908	1361
7-URG-8HP-RJS	PO	735099	7308531	1357
8-URG-20H-RJS	PO	732876	7308108	1338
8-URG-22HP-RJS	PO	733526	7306801	1378
9-TBU-2HA-RJS	PO	733626	7324831	1056
CI (7-URG-14HP-RJS)	PO	733080	7310555	1298
CI (7-URG-17HP-RJS)	PO	733094	7310460	1299
CI (7-URG-4-RJS)	PO	733074	7310212	1302
CI-1	PO	731052	7311827	1267
CT-1	PO	730727	7310655	1267
MSPG-TBU-01	PO	733373	7324260	1062
MSPG-TBU-02	PO	733340	7324244	1062
PLEM-URG-001	PO	730743	7310536	1279
PLET-TBU-2/C/ESDV-2	PO	731043	7311804	1260
PLET-TBU-3/C/ESDV-3	PO	731085	7311831	1260
PLET-TBU-4	PO	733309	7324255	1060
PLET-TBU-5	PO	733339	7324208	1063
PLET-1-URG-001	PO	730708	7310644	1278
ESDV (URG-GE-03)	PO	732986	7310572	1291
ESDV (URG-GE-05)	PO	732985	7310481	1293
ESDV-TBU-4	PO	731146	7311836	1262



DADOS DOS CRUZAMENTOS DAS LINHAS SUBMARINAS						
Item	Linha	Tramo	Função	Cruzamento	Coordenadas UTM	Linha / Tramo ACIMA / ABAIXO
1	MSPG-TBU-02/PCST-OESTE	32645	Gasoduto	C01	733226	7324198 TR1512655 32645
2	MSPG-TBU-02/PCST-LESTE	27239	Gasoduto	C01	733243	7324149 TR1512655
3	MSPG-TBU-02/7-TBU-7HP-RJS	TBNX004D	UEH	C02	733251	7324149 TBUN0022 27239
4				C03	733275	7324165 TBUN002
5	MSPG-TBU-02/7-TBU-7HP-RJS	TBNX004D	UEH	C01	733245	7324231 TR1512691 TBUN004D2
6				C02	733371	7324271 TR1512691
7				C01	733021	7309727 TR1512603
8				C02	733068	7309838 TR1512603
9				C03	733063	7309781 TR1512603
10				C04	733084	7309965 TR1512603
11	7-URG-12HP-RJS/FPST			C05	733077	7310452 TR1512603
12				C06	733052	7310532 TR1512603
13				C07	733071	7310545 TR1512603
14				C08	733065	7310552 TR1512603
15				C09	733043	7310562 TR1512603
16				C10	733040	7310577 TR1512603
17				C11	733099	7310585 TR1512603
18				C12	733066	7310596 TR1512603
19				C13	733073	7310606 TR1512603
20	FPCST/7-URG-12HP-RJS	3392	UEH	C14	733091	7310612 FPCST00272 3392
21				C15	733087	7310642 TR1512603
22				C16	733104	7310642 TR1512603
23				C17	733104	7310642 TR1512603
24				C18	733104	7310642 TR1512603
25				C19	733048	7310777 TR1512603
26				C20	733007	7310866 TR1512603
27				C21	733062	7310866 TR1512603
28				C22	733086	7310867 TR1512603
29	FPCST/7-URG-12HP-RJS	TR151263A	GL	C04	733097	7309158 TR151263A
30				C05	733092	7310407 FPCST00272
31				C06	733060	7310332 TR151263A
32				C07	733087	7310133 TR151263A
33				C08	733181	7310065 TR151263A
34	FPCST/7-URG-14HP-RJS	URGN0061	UEH	C01	733000	730973 TR1512614 URGN0061
35				C02	733012	7309740 TR1512614
36				C03	733054	7308656 TR1512616
37				C04	736073	7308660 TR1512616
38	FPCST/7-URG-170-RJS	URGN0073	UEH	C01	736191	7309055 TR1512616
39				C02	736191	7309055 TR1512616
40				C03	736327	7308677 TR1512616
41				C04	736358	7308681 TR1512616
42				C05	736361	7308650 TR1512616
43				C06	735479	7309487 TR151268L
44				C07	735546	7309454 TR151268M

Anexo 4

DUM

(Descrição da Unidade Marítima) do FPCST

Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional - SGSO

Descrição da Unidade Marítima – DUM

SGSO-DUM-FPSO Cidade de Santos – 04/2021

**Processo Administrativo na ANP
SEI - 48610.200102/2019-90**

Revisão 06



E & P

NP-2

**Processo Administrativo na ANP
SEI - 48610.200102/2019-90**

**Carta
UN-BS 0107/2021**

Revisão 06

CONTROLE DE REVISÕES

Data	Original	Rev. 01	Rev. 02	Rev. 03	Rev. 04	Rev. 05	Rev. 06
	28/07/2010	27/10/2015	26/09/2017	26/09/2017	27/09/2019	23/10/2020	19/04/2021
Elaboração	Francisco	Roberto	Roberto	Roberto	Caroline	Robson	Robson
Verificação	Walfredo	Marcelo	Marcelo	Marcelo	Nicolas	Luis	Luis
Aprovação	Helano	Lucas	Mariana	Mariana	Felipe	Felipe	Thales

ÍNDICE GERAL

1. IDENTIFICAÇÃO DA ATIVIDADE	5
1.1. IDENTIFICAÇÃO DO OPERADOR CONCESSIONÁRIO	5
1.2. IDENTIFICAÇÃO DA INSTALAÇÃO DE PRODUÇÃO.....	5
1.3. LOCALIZAÇÃO DA INSTALAÇÃO DE PRODUÇÃO	6
2. DESCRIÇÃO DA INSTALAÇÃO	6
 2.1. CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS DA UNIDADE	6
2.1.1. Características Físicas:	6
2.1.2. Características Operacionais	7
 2.2. SISTEMA DE UTILIDADES E LASTRO	9
2.2.1. Sistemas de Utilidades.....	9
2.2.1.1. Sistema de Aquecimento e Refrigeração	9
2.2.1.2. Sistema de Fornecimento e Armazenamento de Água	11
2.2.1.3. Sistema de Fornecimento e Armazenamento de Combustíveis Líquidos e Gasosos.....	12
2.2.1.4 Sistema de Ar Comprimido.....	14
2.2.1.5. Sistema de Tratamento de Água e Efluentes	15
2.2.1.6. Sistema de Flare	16
2.2.1.7. Sistema de Geração de Gases Inertes.....	17
2.2.1.8. Sistema de Geração de Nitrogênio:.....	18
2.2.1.9. Sistema de Coleta, Manuseio e Disposição Final de Resíduos	18
2.2.1.10. Sistema de Gerenciamento de Substâncias Perigosas.....	19
2.2.2. Sistema de Lastro	19
 2.3. SISTEMA DE TANCAGEM	19
2.3.1. Sistema de Tancagem	19
2.3.2. Fluxo de Movimentação de Fluidos entre Tanques	21
 2.4. SISTEMA DE SALVATAGEM	23
 2.5. SISTEMA DE ANCORAGEM / POSICIONAMENTO	24
 2.6. SISTEMA DE SEGURANÇA, DETECÇÃO E COMBATE A INCÊNDIO	26
2.6.1. Sistema de Detecção de Fogo e Gás	27
2.6.2. Sistema de Alarme de Emergência.....	29
2.6.3. Sistema de Combate a Incêndio	29
2.6.3.1. Sistema de Combate a Incêndio por Água	29
2.6.3.2. Sistema Fixo de Combate a Incêndio por Gás Inerte:.....	32
2.6.3.3. Equipamentos Portáteis de Extinção de Incêndio	33
 2.7. SISTEMA DE MOVIMENTAÇÃO DE CARGA E PESSOAL	33
2.7.1. Movimentação de Carga	33
2.7.2. Movimentação de Pessoal	34
 2.8. SISTEMA DE COMUNICAÇÃO	34
2.8.1. Sistema de Telefonia	34
2.8.2. Sistema de Endereçamento Público	34
2.8.3. Sistema de Comunicação de Rádio	35

2.9. SISTEMA DE GERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	
36	
3. DESCRIÇÃO DO PROCESSO DE PRODUÇÃO	38
3.1. SISTEMA DE PRODUÇÃO	38
3.1.1. Controle e Segurança dos Poços	39
3.1.2. Sistema de Injeção	41
3.2. SISTEMA DE PROCESSAMENTO DE ÓLEO	42
3.3. SISTEMA DE PROCESSAMENTO DE GÁS	44
3.4. SISTEMA DE EXPORTAÇÃO DO ÓLEO E GÁS	47
3.5. SISTEMA DE GÁS COMBUSTÍVEL	48
3.6. SISTEMA DE AUTOMAÇÃO, CONTROLE E PARADA DE EMERGÊNCIA	49
3.6.1. Sistema de Automação e Controle	49
3.6.2. Parada de emergência da unidade de produção	49
4. DESCRIÇÃO DA MALHA DE COLETA E INTERLIGAÇÃO COM OUTRAS INSTALAÇÕES	51
5. GLOSSÁRIO	52
6. Anexos	55
6.1. Anexo 1 – Diagrama de Ancoragem	55
6.2. Anexo 2 – Diagrama Unifilar e Arranjo Submarino de Interligação	56

1. IDENTIFICAÇÃO DA ATIVIDADE

1.1. IDENTIFICAÇÃO DO OPERADOR CONCESSIONÁRIO

Identificação do concessionário

- a) **Nome:** Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras - Unidade de Operações de Exploração e Produção da Bacia de Santos - UO-BS
- b) **Endereço:** Av. Marques de Herval, nº 90, Bairro Valongo, Santos, Estado de São Paulo – CEP: 11010-310.
- c) **Telefone:** (13) 3249-7300 / Fax: (13) 3249-7710

Identificação do operador da instalação

- a) **Nome:** MODEC SERVIÇOS DE PETRÓLEO DO BRASIL LTDA
- b) **Endereço:** Avenida Prefeito Aristeu Ferreira da Silva, 2500 – Granja dos Cavaleiros. Macaé, Rio de Janeiro, Brasil. Cep: 27930-070
- c) **Telefone:** (22) 2105-2400 – Fax: (22) 2105-2401

1.2. IDENTIFICAÇÃO DA INSTALAÇÃO DE PRODUÇÃO

- a) **Nome da Instalação:** FPSO Cidade de Santos
- b) **Proprietário:** Gás Opportunity MV20 BV
- c) **Número IMO:** 7325899
- d) **Bandeira:** Bahamas
- e) **Sociedade classificadora:** American Bureau of Shipping (ABS)
- f) **Classificação:** 7315361
- g) **Ano de construção:** 1973
- h) **Ano de conversão:** 2009
- i) **Ano de último upgrade:** N/A

1.3. LOCALIZAÇÃO DA INSTALAÇÃO DE PRODUÇÃO

O FPSO Cidade de Santos está localizado a aproximadamente 160 km da costa em lâmina d'água de 1300 m de profundidade.

As informações da localização são:

- a) **Bacia:** Bacia de Santos
- b) **Campo:** Uruguá e Tambaú
- c) **Coordenadas:**

Coordenadas UTM (SIRGAS 2000)				
Id_feicao	Tipo_feicao	Num_Vertice	LATITUDE	LONGITUDE
FPSO CST	Ponto	1	-24:18.07,260	-42:42.52,620

2. DESCRIÇÃO DA INSTALAÇÃO

2.1. CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS DA UNIDADE

O FPSO Cidade de Santos é uma unidade flutuante de produção, armazenagem e transferência de óleo e gás, cuja produção é proveniente dos campos de Uruguá e Tambaú. A instalação possui as seguintes características:

2.1.1. Características Físicas:

- a) **Comprimento total** = 334,00 m
- b) **Comprimento entre perpendiculares** = 313,0 m
- c) **Boca** = 51,0 m
- d) **Pontal** = 26,18 m
- e) **Arqueação** = bruta: 135.729; líquida: 102.625 toneladas métricas
- f) **Calado de projeto** = 14,445 m
- g) **Capacidade de Alojamento** = 125 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 2019:

a) Capacidade de Produção

- Óleo: 4.000 m³/d (25.159 bbl/d)
- Gás: 10.000.000 Nm³/d (capacidade de compressão)

b) Produção Atual:

- Óleo: 1270m³/d
- Gás: 1.539.167,68Nm³/d

c) Capacidade de Processamento:

- Petróleo: 4.000 m³/d (25.159 bbl/d)
- Gás Natural: 10.000.000 Nm³/d
- Gás Combustível: 379.277 Nm³/d

d) Capacidade de Armazenamento de Petróleo: 125.579 m³ (789.868 bbl)

e) Capacidade de Compressão de Gás Natural: 10.000.000 Nm³/d

f) Demanda de combustível:

- Diesel: 321 m³/mês
- Gás Natural: 264.000 Nm³/d

g) Capacidade de armazenamento de combustíveis líquidos

- Diesel: 8.772 m³

h) Demanda e Capacidade de Armazenamento de Água:

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

- Demanda de Água doce : 3.024.000 m³/mês. (valor total captado)
- Demanda de Água Potável: 2.400 m³/mês.
- Capacidade de Armazenamento de Água doce: 582,9 m³
- Capacidade de Armazenamento de Água Potável: 582,9 m³

i) Demanda de Energia Elétrica:

- Demanda Total: 51214 kW (máxima)
- Demanda do Sistema de Força: 50046 kW
- Demanda do Sistema de Iluminação: 200 kW
- Demanda do Sistema de Emergência e Sinalização Marítima: 968 kW

j) Quantidade de Efluentes Gerados:

- Água Produzida: 1.035 m³/d
- Água Oleosa: 10 m³/d (valor estimado)

k) Capacidade de Tratamento de Água e Efluentes

- Água Salgada: 864 m³/dia (capacidade da osmose reversa)
- Água Produzida: 2.000 m³/dia
- Água Oleosa: 500 m³/dia

l) Monobóia

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

2.2. SISTEMA DE UTILIDADES E LASTRO

2.2.1. Sistemas de Utilidades

A instalação possui os seguintes sistemas de utilidades:

2.2.1.1. Sistema de Aquecimento e Refrigeração

a) Sistema de Aquecimento

O sistema utiliza água doce que em contato com o calor residual dos gases de exaustão dos turbo-geradores geram água quente que tem como objetivo transferir energia térmica para as correntes de processo da planta.

A água quente além de aquecer a corrente de óleo produzida pelos poços até 55°C e facilitar a separação de óleo/água/gás, também aquece a corrente de gás combustível para obter uma corrente com ponto de orvalho de -15°C e também é utilizada nas utilidades para os sistemas navais.

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

Essa água circula nos trocadores de calor do processo e sistemas a serem aquecidos, onde perde carga térmica e recupera o calor perdido nos recuperadores de calor dos turbo geradores. A temperatura da água quente de saída é controlada em 200°C através de reguladores de vazão de gases de chaminé na saída de cada turbo-gerador.

Os principais consumidores do sistema de aquecimento são Unidade de Regeneração de Monoetilenoglicol, Tratamento de Óleo e Gás, Aquecimento de Gás Combustível, Sistema de tratamento de Água Oleosa e Sistema de Circulação da linha de Escoamento.

Os principais equipamentos do sistema (sistema aquecimento) são:

Equipamentos	Quantidade	Capacidade	Pressão	Volume	Vazão	Temperatura
Vaso de expansão de Alta Temperatura	1	22 m ³	15,5 kgf/cm ²	21,74 m ³	N/A	148-200 °C
Bomba de circulação de Alta Temperatura	2	N/A	ΔP=4,5 kgf/cm ²	N/A	597 m ³ /h	148,1 °C
Vaso de expansão de Baixa Temperatura	1	22 m ³	2,14 kgf/cm ²	21,90 m ³	N/A	77-120 °C
Bomba de circulação de Baixa Temperatura	2	N/A	ΔP=3,5 kgf/cm ²	N/A	504 m ³ /h	77-120 °C
Recuperador de calor (WHRU)	3	13.7 MW cada	19,37 kgf/cm ²	0,6 m ³	204,5 m ³ /h	200 °C

b) Sistema de Refrigeração

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

A principal demanda de água de resfriamento ocorre nos trocadores de calor dos compressores e unidade recuperadora de MEG. Os demais usuários são unidade de glicol, óleo transferido para o tanque e outros pequenos consumidores.

Para evitar a presença de hidrocarbonetos no casario, a água que circula na área classificada é independente da água de resfriamento interno das acomodações. O primeiro sistema fornecerá água de resfriamento para os equipamentos localizados na área classificada e o segundo para a área não classificada.

Os principais equipamentos do sistema:

Equipamentos	Quantidade	Capacidade	Pressão	Volume	Vazão	Temperatura
Tanque de expansão	1	6,6 m ³	3,57 kgf/cm ²	6,56 m ³	N/A	32 °C
Bomba de circulação	2	N/A	ΔP=3,85 kgf/cm ²	N/A	1888 m ³ /h	32 °C
Trocador de placas	3	31.2 MW Cada	4,23 kgf/cm ²	9,6 m ³	N/A	32 °C

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

c) Sistema de Ar Condicionado e Ventilação

A instalação possui sistema de ar condicionado que garante a climatização e a pressurização das áreas internas de escritórios, dormitórios, cozinha, refeitórios, salas de estar, banheiros e para as salas de painéis elétricos, sala de Transformadores, salas de controle, salas de UPS, sala Banco de Capacitores, salas de Baterias, etc.

Os principais equipamentos do sistema são:

Equipamento	Quantidade	Vazão	Pressão	Potência
Unidade de ventilação e ar condicionado das acomodações	2	44,000 m ³ /h	2154 Pa	36.9 kW
Unidade de ventilação e ar condicionado Recepção	1	10,500 m ³ /h	1487 Pa	6.75 kW
Unidade de ventilação e ar condicionado do refeitório	1	4010 m ³ /h	2154 Pa	36.9 kW
Unidade de ventilação e ar condicionado da Sala de Controle da Elétrica	1	10,500 m ³ /h	2048 Pa	11 kW
Unidade de ventilação e ar condicionado da VFD e da Sala Local de Equipamentos	1	28,510 m ³ /h	2048 Pa	11 kW
Unidade de ventilação e ar condicionado do Laboratório e Oficinas Mecânica e Elétrica	3	2130 m ³ /h	2048 Pa	11 kW

2.2.1.2. Sistema de Fornecimento e Armazenamento de Água

a) Água Doce

A água doce obtida através da dessalinização da osmose reversa é enviada para o tanque de água e seu armazenamento é feito em tanques estruturais localizados na praça de máquinas.

Para o recebimento de água de embarcações de apoio, existe uma tomada com conexão universal para mangueiras nas estações de recebimento, localizadas no convés principal, junto das estações de recebimento de óleo Diesel.

A distribuição de água doce para consumo humano é feita através de bombas de suprimento do vaso hidróforo, que bombeia água do tanque de água doce para o vaso hidróforo, e deste, a água doce segue para os consumidores.

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

Os principais equipamentos do sistema são:

Equipamento	Quantidade	Pressão	Potência	Vazão / Capacidade	Temperatura
Gerador de água doce	2	3 kgf/cm ²	63 kW	15 m ³ /h cada	26 °C
Bomba de água doce	2	6 kgf/cm ²	7,5 kW	15 m ³ /h cada	26 °C
Tanque de Hidróforo	1	6,5 kgf/cm ²	5,5 kW	1.8 m ³	24 °C

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

b) Água Salgada

A sucção da água do mar é feita por meio de bombas elétricas de captação do tipo centrífuga vertical que captam a água através de dutos de sucção no lado de bombordo..

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

A água não utilizada pelos sistemas retorna então ao mar.

O sistema é formado pelos principais equipamentos abaixo:

Equipamento	Quantidade	Pressão	Potência	Vazão / Capacidade	Temperatura
Unidade de Eletrocloração	1	N/A	26,4 kW	4.200 m ³ /h	31 °C
Bombas de Captação	4	ΔP=9,7 kgf/cm ²	500 kW	1.400 m ³ /h	27 °C

2.2.1.3. Sistema de Fornecimento e Armazenamento de Combustíveis Líquidos e Gasosos

a) Óleo Diesel

O sistema de armazenamento e distribuição de óleo Diesel recebe óleo de embarcações através de um mangote, com uma pressão máxima de trabalho de 250 psi, conectado em uma das estações de recebimento situada BE à meia-nau.

Na plataforma o óleo diesel passa por uma rede de 6" e por um filtro provido de transmissor indicador de pressão diferencial, um transmissor indicador de pressão e um transmissor indicador de vazão, seguindo para os tanques de armazenamento de óleo Diesel.

Os tanques de armazenamento possuem linha de vent com dispositivo corta-chama, sistema de medição (telemedição) e alarmes de nível alto e muito-alto remotamente monitorado da sala de controle.

A limpeza de óleo Diesel é obtida através das centrífugas do tipo limpeza automática programada. As centrifugas são alimentados por bombas rotativas que aspiram o diesel dos tanques de armazenamento de óleo Diesel, passando pelos filtros e seguindo para os tanques de distribuição de óleo Diesel.

A bomba de distribuição de óleo Diesel é alimentada pelos tanques de distribuição de óleo Diesel e seus consumidores são tanque dos geradores de emergência e auxiliar, tanques da unidade da bomba de incêndio, tanque para geradores de gás inerte e tanque do gerador auxiliar.

Os principais equipamentos do sistema de óleo diesel são:

Equipamento	Quantidade	Pressão	Potência	Vazão / Capacidade
Tanque de Distribuição (Distribution tank)	1	1 kgf/cm ²	N/A	379 m ³
Bomba de distribuição (Distribution Pump)	2	7,5 kgf/cm ²	55 kW	25 m ³ /h
Centrifuga (Centrifuge)	2	7,5 kgf/cm ²	7,5 kW	8 m ³ /h
Bomba da centrifuga (Centrifuge pump)	2	7,5 kgf/cm ²	7,5 kW	8 m ³ /h

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

2.2.1.4 Sistema de Ar Comprimido

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

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

O ar comprimido passa por secadora de ar para controle do ponto de orvalho, este ar seco é usado para instrumentos. Parte do ar comprimido que não passa pelas secadoras é utilizado como ar de serviço.

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

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

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

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

Os principais equipamentos do sistema são:

Equipamento	Quantidade	Vazão / Capacidade	Potencia	Temperatura	Pressão
Unidade de ar comprimido	3	27 m ³ /min	230 kW	90 °C	10 kgf/cm ²
Unidade secadora de ar	3	27 m ³ /min	230 kW	29 °C	10 kgf/cm ²
Vaso de ar de instrumentos	1	21 m ³	N/A	45 °C	5,1-7,5 kgf/cm ²
Vaso de ar de serviço	1	14 m ³	N/A	45 °C	10,5 kgf/cm ²

2.2.1.5. Sistema de Tratamento de Água e Efluentes

a) Água Oleosa

A instalação dispõe de um sistema de drenagem que recebe as águas pluviais ou efluentes de manutenção, os quais são coletados e enviados regularmente para os pocetos e deste para o tanque de dreno aberto. Através das bombas de drenagem é enviado para o tanque de slop sujo. No tanque slop “sujo”, a água e óleo são separados por gravidade. A água separada segue para o tanque slop limpo, de onde é aspirada; na sequência é monitorada pelo analisador online de TOG(ODME), que é interligado a válvulas de bloqueio automáticas, e então descartada no mar com teor de óleos e graxas inferior a 15 ppm e temperatura abaixo de 40 graus.

O óleo residual presente no tanque de slop sujo após a separação gravitacional é transferido para o início da planta de processo da unidade, enquanto o óleo residual separado no tanque de slop limpo é direcionado ao slop sujo.

Os principais equipamentos do sistema são:

Equipamento	Quantidade	Pressão	Potência	Vazão	Temperatura
Bomba de Drenagem	2	1,4 kgf/cm ²	1,8 KW	11 m ³ /h	40°
Bomba de Slop(Sujo e Limpo)	2	8,5 kgf/cm ²	150 kW	500 m ³ /h	35 °C

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

b) Água Produzida

O sistema tem a finalidade de tratar a água oriunda dos separadores de produção e das unidades de tratamento de óleo antes de ser descartada para o mar com TOG até 29 ppm. Este sistema tem capacidade de tratar 2000 m³/dia de água produzida, e pode, excepcionalmente tratar água oleosa oriunda dos tanques de slop, porém neste caso, o controle de TOG da água descartada muda para 15ppm.

O sistema de tratamento da água produzida consiste no processamento por meio de hidrociclones e flotadores. O óleo recuperado é encaminhado para os Tanques “Slop” e encaminhado para a linha de produção.

Os principais equipamentos que o compõem este sistema são:

Equipamento	Quantidade	Pressão	Potência	Vazão / Capacidade	Temperatura
SKIM VESSEL	1	0,7 kgf/cm ²	N/A	2000 m ³ /dia	54,4-75 °C
Bombas do SKIM VESSEL	2 x 100 %	ΔP=8,45 kgf/cm ²	55 kW	2000m ³ /dia/bomba	55-70 °C
Hidrociclone	1	8,45 kgf/cm ²	N/A	2000 m ³ /dia	55-75 °C
Vaso Flotador	1	2,0 kgf/cm ²	N/A	2000 m ³ /h	54,4-75 °C
Bombas do Vaso Flotador	2 x 100 %	4,2-5,6 kgf/cm ²	12,5 kW	10-25 m ³ /h/bomba	-
Trocador de Calor (Refrigerador)	1	1,5 kgf/cm ²	1927 kW	2000 m ³ /h	28 °C

2.2.1.6. Sistema de Flare

Os equipamentos da planta de processamento possuem sistemas de despressurização automáticos para proteção. Os gases oriundos desses sistemas são coletados por uma rede de tubulações que os direciona para o coletor de alta ou de baixa pressão.

Os coletores de alta e baixa pressão encaminham o gás para os vasos do “flare”, onde é realizada a separação de líquidos carreados pelo gás. O gás isento de líquido é encaminhado para o “manifold” do “flare”, de onde escoa para os queimadores de alta ou baixa pressão. O líquido coletado na base desses vasos é enviado através de bombas para a rede de drenagem fechada.

O sistema do “flare” de alta pressão é composto por dois estágios, constituídos por um queimador sônico. O sistema de baixa pressão é composto de dois estágios constituídos por queimadores multiflare. A queima mínima por segurança no flare é 6.000 m³/d.

Os principais equipamentos deste sistema são:

Equipamentos	Quantidade	Vazão/Capacidade	Potência	Pressão	Temperatura
Vasos do “flare” de Alta Pressão	1	100 m ³	N/A	350 KPag	55 a 177 °C
Vasos do “flare” de Baixa Pressão	1	23 m ³	N/A	14 KPag	75 a 177 °C
Bombas dos Vasos do “flare” de Alta Pressão	2	20 m ³ /h	3 kW	N/A	55 a 177 °C
Bombas dos Vasos do “flare” de Baixa Pressão	2	10 m ³ /h	3 kW	N/A	75 a 177 °C
Painel de ignição do “flare”	1	N/A	N/A	N/A	N/A
Queimador integrado de alta e baixa pressão	1	De alta: 10 MM Sm ³ /dia De baixa: 120.000 Sm ³ /dia	N/A	101 KPag	20 °C

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

O sistema de abafamento do "vent" atmosférico é constituído de 1 cilindro de CO₂, com capacidade 22 kg.

2.2.1.7. Sistema de Geração de Gases Inertes

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

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

O gás inerte usado na instalação é produzido pela operação controlada de sopradores que aspiram ar de uma área segura e alimentam o sistema dos geradores de gás inerte para a queima de óleo diesel ou gás. Na descarga são produzidos dois gases (CO₂ e N₂) e um resíduo de oxigênio com teor máximo de 5%, sendo que o valor limite dentro dos tanques é de 8%

O gás é resfriado e limpo com água do mar na própria unidade de queima. Em seguida, ele é distribuído para os tanques de carga através de uma rede de tubulação de 16";;

Antes das operações de carregamento, os tanques de carga são pressurizados com gás inerte e à medida que eles são carregados, o gás inerte existente é expelido pelas válvulas de alívio, mantendo a pressão constante no interior dos tanques com a superfície livre inertizada.

Durante as operações de descarregamento (“off-loading”), o líquido é bombeado dos tanques enquanto o gás inerte é injetado, para manter uma pressão positiva e evitar a entrada de ar (oxigênio) no interior dos tanques.

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 água salgada de serviço.

Os principais equipamentos do sistema são:

Equipamento	Quantidade	Pressão	Potência	Vazão / Capacidade	Temperatura
Sistema de selagem	1	6,5 kgf/cm ²	3,7 kW	1 m ³	27 °C
Bomba do scrubber	2	6 kgf/cm ²	75 kW	185 m ³ /h	26 °C
Bomba do sistema de selagem	2	4,5 kgf/cm ²	3,7 kW	3 m ³ /h	26 °C
Sistema de ventilação	2	1 kgf/cm ²	51 kW	2850 m ³ /h	25 °C

2.2.1.8. Sistema de Geração de Nitrogênio:

O sistema de Geração de Nitrogênio é alimentado com ar comprimido de Instrumentação. Produzido a partir de nitrogênio do ar é armazenado e utilizado para purga inicial de equipamentos do processo e tubulações antes da admissão do hidrocarboneto de forma a reduzir o nível de oxigênio. É utilizado também para a purga mínima dos coletores de flare, manter pressão e atmosfera inerte em alguns vasos e tanques do processo.

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 seguem diretrizes determinadas pelo 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 de acordo com o seguinte documento: 3500-MSB60-15GD-0044 – Gerenciamento de Químicos e Materiais Perigosos. 0005.

O descarte de resíduos é feito conforme item 2.2.1.8.

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 e a movimentação entre eles estão descritas no item 2.3.

2.3. SISTEMA DE TANCAGEM

2.3.1. Sistema de Tancagem

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

Fluido	Tanque	Capacidade (m³)
Óleo	CARGA Nº 1 (C)	29504
	CARGA Nº 2 (C)	32026
	CARGA Nº 3(C)	32026
	CARGA Nº 4(C)	32023
Lastro	TQ-3S	12362
	TQ-5P	12387

Óleo Diesel	PORT	4630
	STBD	4142
Água Doce	PORT 1	190
	PORT2	204
	STBD	190
Rejeitos	ABU-345001 (Água Oleosa)	9,5
	ABU-431003 (Sobras)	6,5
	SLOP SUJO (7P)	5572
	SLOP LIMPO (7S)	5572
	ABS-6131 (Drenagem aberta)	24
Utilidades	MBS-6301 (Tanque de expansão para área não classificada)	43
	MBS-6302 (Tanque de expansão para área classificada)	43
	MBU-441501 (Tanque Hidrofórico)	2
	ABU-430502 (Tanque do gerador de essencial)	8
	ABU-430503 (Tanque do gerador de emergência)	8
	ABU-430504 (Tanque da unidade da bomba de incêndio de proa)	5
	ABU-430501 (Tanque da unidade da bomba de incêndio de popa)	5
	ABU-430505 (Tanque para geradores de gás inerte)	10
	TQ- ZZZ-130501 (Tanque de Armazenamento de líquido gerador de espuma)	5
	Espaço Vazio	154097

2.3.2. Fluxo de Movimentação de Fluidos entre Tanques

O controle de todos os fluidos armazenados nos tanques de carga, óleo diesel, lastro, água e rejeitos são automatizados, monitorados, supervisionados e operados da Sala de Controle Central – CCR.

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

O CMS recebe sinais de chaves de nível alto e os envia para o Sistema de Controle e Intertravamento – CIS.

Por sua vez, o CIS é responsável pelas manobras das válvulas dos tanques, partida/parada remota de bombas, ventiladores e outros equipamentos, abertura/fechamento remoto das válvulas de lastro, esgoto, carga e limpeza, abertura/fechamento remoto dos “dampers”, sequências automáticas de carregamento e descarregamento, intertravamento dos sistemas de gás inerte, hidráulicos, auxiliares, etc.

a) Óleo

Após o processo de tratamento para separação, o óleo segue por duas linhas para ser distribuído entre os tanques de carga, obedecendo a um plano de carga previamente elaborado, sem a utilização de bombas de transferência.

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

b) Lastro

Para a admissão de água do mar nos tanques de lastro são abertas válvulas borboletas operadas remotamente, sendo uma dessas válvulas de fluxo controlado (reguladora de vazão). Durante o lastreamento, existe a medição em tempo real da vazão de água que entra por gravidade no tanque selecionado e também do volume e altura de água existente no mesmo.

A movimentação de fluido entre tanques de um mesmo bordo, embora possível, é pouco utilizada devido a pouca vazão.

A unidade contém dois tanques de lastro e duas bombas de lastro, uma no tanque de proa e uma no tanque de popa.

Este sistema só será utilizado na necessidade de manter a estabilidade da unidade, uma vez que o lastro principal da unidade será feito com a carga de óleo existente nos próprios tanques de carga.

Os principais equipamentos que compõem o sistema são:

Equipamento	Quantidade	Pressão	Potência	Vazão
Bomba de Lastro do Tanque 3S	1	4 kgf/cm ²	150 kW	1000 m ³ /h
Bomba de Lastro do Tanque 5P	1	4 kgf/cm ²	150 kW	1000 m ³ /h

c) Óleo Diesel

Dos tanques de armazenamento, o óleo diesel é transferido para os tanques de óleo de serviço através das centrifugas, de onde é então transferido para alimentação dos motores.

A seleção do tanque de fornecimento é realizada através da abertura de válvulas manual, conforme diagrama de tubulações.

Durante esse processo existe a medição em tempo real do volume e altura de óleo existente nos dois tanques. Também existem alarmes de nível alto e nível baixo indicando quando o tanque está com 30 m³ e 300 m³, respectivamente.

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

d) Água Doce

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

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 descritas no item 2.2.1.2.

e) Rejeitos

As drenagens provenientes das águas pluviais e da sala de utilidades são transferidas para o tanque de recebimento de água suja, denominado Slop Sujo e após processo de decantação por gravidade o mesmo é transferido para o Slop Limpo.

A movimentação de água produzida é realizada conforme detalhado no item 2.2.1.9.

2.4. SISTEMA DE SALVATAGEM

O Sistema de Salvatagem da instalação é dimensionado de acordo com a NORMAM 01 sendo objeto de verificação da Marinha do Brasil.

A instalação é dotada dos seguintes equipamentos de salvatagem:

Item	Quant.	Características
Embarcação salva-vidas	04	02 Baleeiras com capacidade de 100 pessoas cada e 02 Baleeiras com capacidade para 25 pessoas cada. Autonomia de 24h conforme NORMAM-05, Cap.3.
Bote de resgate	01	06 Pessoas
Balsa salva-vidas inflável	17	13 balsas com capacidade para 25 pessoas cada 04 balsas com capacidade para 20 pessoas cada
Colete salva-vidas	459	- Quantitativo conforme NORMAM-01, Cap. 9, Seção IV, Anexo 9A. - Tipo Classe I conforme NORMAM-05, Cap. 3, Seção III.
Boia salva-vidas	22	02 boias salva-vidas 06 boias com luz sinalizadora 13 boias com retinida 02 boias com luz sinalizadora e sinal de fumaça
Escada quebra-peito	03	Comprimento 35 m cada
Equipamentos de primeiros socorros	06	- Caixa de Primeiro Socorros(E-House; Proa; Engine Room; Workshop Mecânica; Laboratório/Helideck lounge)
Foguete para-quedas	12	-
EPIRB	03	-
Radar Transponder	06	Start transponder
Radio portátil para embarcação salva vidas	06	Emergency VHF
Fuzil Lança Retinidas	04	-

- a) Os “Pontos de Encontro” são localizados em um ambiente seguro, distante da área de processo, com capacidade para reunir as pessoas não envolvidas no controle e transmissão de instruções para evacuação ou abandono da plataforma. Sua localização pode ser alterada para manter a segurança do local em função de necessidades operacionais;
- b) Os "Pontos de Abandono" são sempre localizados próximo às baleeiras conforme especificações da NORMAM 01.

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

2.5. SISTEMA DE ANCORAGEM / POSICIONAMENTO

O sistema de ancoragem da instalação é do tipo “spread mooring system” composto de 20 âncoras tipo torpedo, com amarração feita por cabos de poliéster com diâmetro de 174 mm e amarras com diâmetro de 114 mm. Cada âncora constitui-se numa estrutura cilíndrica com 16,85 metros de comprimento e 1,07 metros de diâmetro, pesando 98 toneladas e são do tipo torpedo.

O sistema é composto por 20 linhas de amarração tensionadas e dispersas em quatro grupos, dois na proa e dois na popa. Cada conjunto é composto por cinco linhas espaçadas de 2º.

Todos os componentes são projetados para uma MBL de no mínimo 900 t. Os comprimentos de cada linha lançados são de 2518 m. O pré-tensionamento das linhas varia em torno de 105t no calado carregado assumindo todos os “risers” conectados.

Um mordente de guia de amarração submerso conecta cada linha à plataforma, enquanto um guia de amarração e um mordente secundário estão localizados no nível do convés para as operações de instalação e tensionamento.

Cada linha multi-segmentada é composta de um tramo de amarra sem malhetes grau R3S, dois segmentos de cabo de poliéster separados por um rabicho de amarra sem malhetes grau R3, um tramo de amarra sem malhetes

grau R3, um rabicho de amarra sem malhete grau R4, um tramo de amarra sem malhete grau R4 e um tramo de amarra sem malhete grau R4 no solo terminando em uma estaca tipo torpedo.

Os principais elementos do sistema de amarração são:

Elementos	Quantidade	Capacidade (MBL)
Linhas de amarração	20	900 t
Estacas torpedo	20	-
Guias de amarração submersas	20	-
Guias de amarração no convés	20	-
Sistemas de guinchos	2	-
Conectores submersos	20	900 t

A tabela abaixo resume as máximas condições ambientais consideradas para o projeto de ancoragem do FPSO Cidade de Santos.

Condição Ambiental	Decenária	Centenária
Onda	2.1	2.2
Vento	11	12
Corrente	1.57	1.72

Os sistemas de ancoragem e de posicionamento com linhas fixas são dimensionados de acordo com as regras da Sociedade Classificadora American Bureau of Shipping (ABS). 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 âncoras do sistema de amarração são apresentadas a seguir:

Posição das âncoras		
Ancora	Longitude	Latitude
1	-42:42:16,855	-24:18:57,052
2	-42:42:14,93	-24:18:55,625
unid3	-42:42:13,078	-24:18:54,102
4	-42:42:11,262	-24:18:52,548
5	-42:42:09,518	-24:18:50,929
6	-42:41:49,122	-24:17:48,387
7	-42:41:49,624	-24:17:46,152
8	-42:41:50,195	-24:17:43,951
9	-42:41:50,837	-24:17:41,783
10	-42:41:51,585	-24:17:39,650
11	-42:43:16,144	-24:17:00,205
12	-42:43:18,472	-24:17:00,923
13	-42:43:20,762	-24:17:01,737
14	-42:43:23,016	-24:17:02,583
15	-42:43:25,268	-24:17:03,527
16	-42:44:07,919	-24:18:15,433
17	-42:44:07,524	-24:18:17,702
18	-42:44:07,095	-24:18:19,905
19	-42:44:06,559	-24:18:22,14
20	-42:44:05,953	-24:18:24,341

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 alarma na sala de controle e desencadeia as ações descritas no item 3.6.2.

Os tipos de detectores de fogo utilizados são:

- Detectores de Calor de Temperatura fixa: instalado em ambientes fechados, onde as condições ambientais não permitem a utilização de detectores de fumaça.
- Detectores de fumaça - instalados em zonas onde os primeiros indícios de fogo são provenientes da emanação de fumaça, como em salas de painéis, baterias, etc;
- Detectores de chama - utilizados para identificar um incêndio baseado na existência de chamas (emissão de raios ultravioleta, e infravermelhos). Na planta este tipo de detector pode ser encontrado no interior dos invólucros dos turbo geradores e na planta de processo.

As principais zonas protegidas por detectores de fogo são:

Descrição das Principais Zonas protegidas por detectores de Fogo	T	S	F
Scrubbers do Flare (M 0P)			X
Módulo de MEG (M 2P)			x
Módulo dos Separadores de Produção (M 3PA & 3PB)		X	x
Módulo de Utilidades (M 4PU)			x
Laboratório, Oficina & Gerador de gás Inerte (M 6P)	x	X	
Injeção de Produtos Químicos (M 1S)			x
Módulos de Compressão (M 2S, 3S, 4S)			x
Módulo de Geração (M 7S), casulo das turbinas			x
Zona 4S Desidratação de Gás e Compressor "Booster"			x
Estação de Offloading (Parte do Módulo de Separação de Produção)			x

b) Detectores de Gás

O Sistema de Detecção de Gases tem a função de monitorar continuamente a presença de gás a fim de alertar as pessoas e permitir as ações de controle a serem iniciadas manualmente ou automaticamente, para minimizar a possibilidade de disseminação do fogo, explosão e a probabilidade de exposição das pessoas.

O acionamento de qualquer um dos detectores de gás alarmará na sala controle.

As principais zonas protegidas por detectores de gás são:

Descrição Zonas protegidas por detectores de Gás	CH ₄
Zona 0P Flare Knockout Drum	X
Zona 1P Tanque de MEG e Torre do Flare	X
Zona 2P Regeneração de MEG	X
Zona 2PW Riser / Manifold Área 1	X
Zona 3PA Produção e Separação	X
Zona 3PB Produção e Separação	X
Zona 3PW Riser / Manifold Área 2	X
Zona 4P Módulos de Utilidades	X
Zona 4PW Riser / Manifold Área 3	X
Zona 5P E-House	X
Zona 6P Workshop, Laboratório, HPU & Espaço IGG	X
Main deck – Proa, Popa e Estação de Offloading	X
Pump room	X
Zona 1S Chemical Injection and Laydown area	X
Zona 2S Gas compression	X
Zona 3S Gas compression	X
Zona 4S Gas compression and dehydration	X
Zona 5S Flow line circulation	X
Zona 7S Turbine generators	X

2.6.2. Sistema de Alarme de Emergência

O sistema de alarme de emergência na plataforma é identificado por meios sonoro e luminoso (luzes de sinalização). O sistema sonoro possui som intermitente para indicação de emergência e sinal contínuo para indicação de “preparação para abandono”. O alarme luminoso é dado por luzes de sinalização na área e buzina no painel de controle de incêndio na sala de controle. Estes sinais luminosos indicam a área envolvida.

Os níveis de parada de emergência estão descritos no item 3.6.2.

2.6.3. Sistema de Combate a Incêndio

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

2.6.3.1. Sistema de Combate a Incêndio por Água

A bomba de pressurização de água mantém o sistema de combate a incêndio principal constantemente pressurizado a aproximadamente 5 Kgf/cm². Na plataforma, o sistema utiliza a água salgada captada do mar.

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

As bombas de captação de água de incêndio captam água de caixas de mar e descarregam-na para as bombas de água de incêndio, as quais enviam a água na pressão de operação para o anel de incêndio principal e pressuriza os componentes do sistema por toda a instalação incluindo convés principal, convés das acomodações, praça de máquinas, casa de bombas, etc.

No caso de não funcionamento da bomba de incêndio principal, a bomba reserva é acionada para garantir a continuidade do sistema. Cada bomba diesel possui um tanque estratégico de combustível.

Os principais equipamentos do sistema são:

Equipamento	Quant.	Pressão	Potência	Vazão / Capacidade
Motor Diesel	2	-	1007 Kw	1007 kW
Bomba Hidráulica	2	200 bar	N/A	213.3 ml/rev
Motor Hidráulico	2	-	N/A	710 cm ³ /rev
Bomba de Incêndio	2	17 bar	N/A	1850 m ³ /h x 85mWc
Bomba Booster	2	5 bar	N/A	1850 m ³ /h x 35mWc

O tanque estratégico de diesel está descrito no item 2.3.1.

O Sistema de Combate a Incêndio por Água Salgada alimenta os hidrantes, dilúvio e rede de espuma.

- Rede de Hidrantes:***

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

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

Localização dos Hidrantes	
Convés Principal	32
Acomodações	20
Praça de Maquinas	6
Andar Principal - Casa de Bombas	3
Topside	35

- **Sistema de Combate a Incêndio por Dilúvio:**

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

Áreas cobertas pelo Sistema de Combate a Incêndio por Dilúvio:

Descrição
Módulo 4PW+4P/4PU+5S "Chegada dos Risers + Utilidades + Tratamento de água"
Módulo 3PW+3PB "Chegada dos Risers + Separação de óleo"
Módulo 2PW+3PA "Chegada dos Risers + Tratamento de gás"
Módulo 2P "MEG"
Módulo 1P "Tanque de Armazenamento de MEG Rico/Pobre"
Módulo 1S "Injeção de Químico"

- **Sistema Fijo de Combate a Incêndio por Espuma:**

A plataforma é equipada com canhões fixos de espuma de acionamento manual no local e válvulas de dilúvio de acionamento remoto da sala de controle central e acionamento manual do main deck, que cobrem a área de carga, convés principal e heliponto.

Este sistema é formado pelos equipamentos listados abaixo:

Equipamento	Quantidade	Pressão	Vazão/Capacidade
Tanque de Armazenamento de Concentrado de Espuma do Deck principal	1	Atmosférica	5000L
Bomba de Espuma	2	1.200 kPa	280 L/min
Monitores Fixos – Deck Principal	7	700 kPag	6000 L/min
Tanque de Armazenamento de Concentrado de Espuma Heliponto e do sistema de offloading	3	Atmosférica	250 L
Monitores Fixos Heliponto	3	700 kPag	6000 L/min

O tanque de armazenamento de líquido gerador de espuma está descrito no item 2.3.1.

2.6.3.2. Sistema Fixo de Combate a Incêndio por Gás Inerte:

- **Sistema com CO₂**

Sistema fixo de combate a incêndio por CO₂ tem como objetivo detectar e extinguir o fogo através de inundação total por gás na área efetiva de risco. Isto ocorre, pois o CO₂ diminui a concentração de oxigênio do ambiente fazendo com que o fogo não possa mais realizar o trabalho de combustão.

Sistema fixo e automático de extinção de incêndio por CO₂ é composto por 2 baterias na planta de processo, 2 no convés principal e 1 na praça de máquinas.

Este sistema cobre as seguintes áreas:

Área de Cobertura
E-house(Painéis principais e Transformadores) 5P
Sala de Baterias – 5P
Sala de bomba de incêndio AFT/Sala do gerador Essencial e Emergência
Sala de bomba de incêndio FWD
Sala de purificador e MDO

Os turbo-geradores dispõem de um dispositivo exclusivo para combate a incêndio com CO₂.

Dispositivo local para abafamento do vent é composto por uma bateria separada de uma garrafa com o acionamento manual local.

2.6.3.3. Equipamentos Portáteis de Extinção de Incêndio

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

Descrição	Quant.	Capacidade
Extintor de incêndio de CO ₂	41	6 Kg
Extintor de incêndio de CO ₂	3	25kg
Extintor de incêndio de pó químico seco	25	4 Kg
Extintor de incêndio de pó químico seco	59	6 Kg
Extintor de incêndio de pó químico seco sobre rodas.	03	50 Kg
Extintor de incêndio de espuma sobre rodas.	20	50 L
Extintor de incêndio Semi-Portátil – AR-FFF	01	50 L
Extintor de incêndio Semi-Portátil – AR-FFF	02	130 L

O sistema portátil de extinção de incêndio por CO₂ é composto por cilindros de armazenamento que são distribuídos de acordo com o potencial de risco de locais, tais como: sala do gerador de emergência, paiol de tintas; sala das bombas de incêndio, ECR, entre outras.

2.7. SISTEMA DE MOVIMENTAÇÃO DE CARGA E PESSOAL

2.7.1. Movimentação de Carga

A movimentação de cargas é feita através de 05 guindastes que têm as seguintes características:

Localização	Capacidade	Tipo
Guindaste de Boreste Modulo 1S	20 t a 20 m de raio	Eletro-hidráulico com lança hidráulica
Guindaste de Proa	7,5 t a 12,5 m de raio	Electro-Hidráulico com lança hidráulica
Guindaste à meia-nau Bombordo do Módulo 6P	15 t a 17,1 m de raio	Eletro-hidráulico com lança articulada
Guindaste à meia-nau Boreste do Módulo 6S	15 t a 18 m de raio	Electro-hidráulico com lança hidráulica
Guindaste de Popa	6,3 t a 14 m de raio	Electro-hidráulico com lança treliçada

2.7.2. Movimentação de Pessoal

A movimentação de pessoal é feita preferencialmente por via aérea. A plataforma possui um heliponto localizado na popa projetado para receber aeronaves do porte do Sykorski S-92, Agusta Westland AW 139 e Eurocopter EC 155.

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

2.8. SISTEMA DE COMUNICAÇÃO

O sistema é composto de:

2.8.1. Sistema de telefonia

A plataforma possui uma central de PABX instalada na sala de equipamentos de telecomunicações e ainda, unidades de telefones automáticas distribuídas por todas as salas da instalação. Algumas unidades permitem o uso de discagem externa de acordo com a programação da central.

2.8.2. Sistema de Endereçamento Público

A plataforma possui sistema de comunicação interna que utiliza intercomunicadores distribuídos pela instalação para veicular anúncios públicos, chamadas, mensagens de advertências e programas audíveis a todas as pessoas a bordo.

É composto de um “rack” instalado na Sala de painéis do Main Deck. As informações públicas e as chamadas podem ser feitas através de estações de chamadas ou telefones automáticos (sistema de telefonia).

2.8.3. Sistema de Comunicação de Rádio

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

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

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

Os principais equipamentos do sistema são:

Item	Quantidade	Localização
(SISTEMA DE COMUNICAÇÃO SATÉLITE) DA ESTAÇÃO PROA	02	Sala de rádio
Navtex	01	Sala de rádio
VHF FM	02	Sala de rádio
VHF DSC	03	Sala de rádio
MF/HF SSB	02	Sala de rádio
MF/HF DSC	02	Sala de rádio
Inmarsat-C	01	Sala de rádio
Radar Transponder	04	Sala de rádio
VHF FM portátil (para botes de resgate) Portable	04	Sala de rádio
EPIRB	02	Sala de rádio
UHF/FM-SPM fixo	01	Sala de Rádio.
UHF/FM-SPM fixo	02	Sala de Controle Central
UHF/FM-SPM fixo		Em cada sala de controle auxiliar
UHF/FM-SPM portáteis IS (Intrinsecamente Seguro) com microfone de lapela, bateria e carregador;	Variável	Portátil
Rádio portátil UHF/FM-SPM	50	Em cada ponto de reunião de emergência
Carregadores para seis rádios portáteis	Variável	
VHF aeronáutico	02	Sala de Rádio
VHF/FM-SMM (Non-DSC) fixos	02	Sala de Controle Central
VHF/FM-SMM (Non-DSC) fixo	01	Sala do Fiscal
VHF/FM-SMM portáteis IS (Intrinsecamente Seguro) com microfone de lapela, bateria e carregador.	04	Portátil
HF/SSB-AM SMM com DSC;	02	
AIS (Automatic Identification System).	01	
Console de rádio operacional	02	Sala de Rádio

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

2.9. SISTEMA DE GERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O sistema de geração de energia elétrica da instalação consiste de turbo-geradores, gerador de emergência e um conjunto de baterias (UPS) para os sistemas críticos.

O regime de operação desse sistema é contínuo onde, em condições normais de operação da unidade, a energia elétrica necessária para suprir todas as cargas descritas no item 2.1.2 é provida por dois turbo-geradores (TG) em operação, permanecendo um turbo-gerador em “stand by”. A capacidade de geração do sistema é de aproximadamente 84,87 MW.

O sistema de geração de emergência compreende um gerador de emergência (DGE) e um gerador essencial que entrarão em operação automaticamente nos casos de falta da geração principal para atender as cargas de emergência e essenciais. Este sistema possui um estoque estratégico de combustível (diesel) para garantir autonomia de 420 horas.

A distribuição é feita através do barramento principal de 11 KV que alimenta os barramentos secundários em 440 V.

Características dos principais equipamentos que compõem o sistema:

Equipamento	Quantida de	Capacidade	Potencia (MW)	Tensão (V)	Frequência (Hz)	Fases	Consumo Combustível	Eficiência
Turbo Gerador	3	379 m ³	28,29	11 kV	60	3	3000 L/h	36%
Moto Gerador Essencial	1	6 m ³	1,2	440	60	3	250 L/h	N/A
Moto Gerador Emergência	1	6 m ³	1,2	440	60	3	250 L/h	N/A

O tanque estratégico de diesel está descrito no item 2.3.1.

A unidade ainda é provida de conjuntos de baterias (no breaks estáticos) com autonomia de 2 horas que garantem o funcionamento contínuo dos sistemas vitais que não podem sofrer interrupção em sua alimentação quando da queda da geração principal e posterior entrada ou falta da geração de emergência, tais como:

- Detecção de gás e incêndio;
- Combate a incêndio por água e CO₂;
- Parada de emergência;
- Iluminação de emergência;
- Luzes de auxilio 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 pelos seguintes equipamentos:

Equipamento	Quantidade	Capacidade	Tensão
UPS – TOP SIDE	1	200 A	220 V
UPS – MARINE	1	100 A	220 V
UPS – TELECOM	1	80 A	220 V
BANCO DE BATERIAS - TELECOM	1	80 A	48 VCC

3. DESCRIÇÃO DO PROCESSO DE PRODUÇÃO

3.1. SISTEMA DE PRODUÇÃO

O sistema de produção do FPSO Cidade de Santos envolve uma estrutura submarina composta por poços satélites produtores de óleo/gás associado, poços satélites produtores de gás não associado, poços de gás manifoldados e poços injetores de água além de equipamentos submarinos (ANM – Árvores de Natal Molhadas dos poços, PLET – “Pipeline End Terminal”, PLEM – “Pipeline End Manifold”, Manifold Submarino e Poços em Piggy Back). Nenhum poço é do reservatório do pré-sal e HTHP.

No que se refere ao método de elevação, os poços produtores da unidade operam por urgência natural e Gás Lift.

Cada poço está provido de sua ANM, operada pela plataforma através das linhas e umbilicais ligadas à Unidade Hidráulica.

As linhas de produção entre as ANM e a plataforma são independentes e conectadas à unidade através de risers fixados na sua estrutura. As colunas de produção e as ANM dispõem de elementos de controle e segurança. Todos os poços produtores de gás e injetores, além do poço produtor de óleo, possuem válvula do tipo DSSS.

Após os risers, as linhas de produção seguem para os manifolds de produção ou teste instalados no convés. Nestes trechos, em cada linha a montante dos manifolds, está instalada uma válvula choke para possibilitar o controle individual de vazão de cada poço.

Em cada linha de produção, próximas aos risers, estão instaladas SDVs para isolar a plataforma dos poços quando houver condições anormais de processo.

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

- Controlar a produção de óleo e gás ou controlar a injeção de água em um poço.
- Permitir o acesso à coluna de produção.
- Permitir a injeção de gás pelo anular do poço, quando o sistema de elevação artificial por gas lift estiver disponível.
- Permitir a passagem de sinal elétrico de sensores de temperatura e pressão (PDG), instalados na parte inferior da coluna de produção, para a UEP (Unidade Estacionária de Produção).
- Permitir a passagem de sinal elétrico de sensores de temperatura e pressão, instalados na própria ANM, para a plataforma.

As ANMs são constituídas de válvulas de proteção primárias hidráulicas (válvula mestra, válvula de pistoneio e válvula lateral), que objetivam o controle e segurança do poço, tanto para a produção quanto para o acesso ao anular. Adicionalmente, existe uma válvula de interligação da produção ao anular do poço.

As válvulas têm dimensões de 4 1/16" (Produção), 2 1/16" (anular) nos poços de óleo e 5 1/8" (produção), 2 1/16" (anular) nos poços de gás. São do tipo gaveta, com sistema de fechamento em caso de falha, com classe de pressão de 5.000 psi (poços de óleo) e 10000psi (poços de gás).

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 a válvula de interligação, são acionadas pela plataforma de produção através de umbilical hidráulico, e são fechadas na ausência de pressão hidráulica. Também possuem sistema backup de atuação em caso de falha das mangueiras, e sistema de override por ROV em caso de falha total do sistema hidráulico.

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 (poços gás)	5 ½"	703 kgf/cm²	703 kgf/cm²	Flapper
Subsurface Safety Valve (URG-19)	4 ½"	351 kgf/cm²	351 kgf/cm²	Flapper
Master Valve (linha produção)	4"	200 kgf/cm²	200 kgf/cm²	Gaveta
Master Valve (linha serviço)	2"	200 kgf/cm²	200 kgf/cm²	Gaveta
Wing Valve (linha produção)	4"	200 kgf/cm²	200 kgf/cm²	Gaveta
Wing Valve (linha serviço)	2"	200 kgf/cm²	200 kgf/cm²	Gaveta
Choke Valve	4"	200 kgf/cm²	200 kgf/cm²	Gaiola
Subsurface Safety Valve (URG-6)	4 ½"	351 kgf/cm²	703 kgf/cm²	Flapper

O dispositivo de segurança de sub-superfície (DSSS) consiste num dispositivo de segurança posicionado na coluna de produção, que possibilita um fechamento praticamente instantâneo da mesma, cessando o fluxo de óleo e/ou gás caso algum sério problema ou falha tenha ocorrido com os equipamentos de segurança de superfície.

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

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

3.1.2. Sistema de Injeção

a) Gás Lift

O método de elevação artificial de óleo que consiste na injeção contínua de parte do gás comprimido pelos moto-compressores. O gás é direcionado para o header de gás lift e injetado na linha de produção via linha de serviço dos poços que não possuem adequada pressão de surgência. Sua vazão varia em função do tempo e das alterações das características iniciais do poço.

Os principais componentes do sistema são:

- Header de gás lift de 6 Polegadas.
- 13 sub-headers de 6 polegadas constituído de 9 sub-headers de poços individuais, 2 headers para manifold submarino e 2 headers de manifold submarino spare.
- Estação de medição de vazão para cada poço produtor de óleo.
- Controlador de vazão para cada poço com chokes manuais.

Os principais equipamentos deste sistema encontram-se descritos no item 3.3.

b) Água

A injeção de água é o principal método para preservar a pressão no reservatório. A água do mar a ser injetada vem do sistema de água de captação, a jusante dos filtros multimedia. A água passa pelas membranas de remoção de sulfato, que tem como objetivo retirar o sulfato da água do mar, visando evitar a geração de incrustações no reservatório. A água dessulfatada segue então para a desareadora onde o oxigênio dissolvido na água é retirado para evitar o desenvolvimento de microorganismos e diminuir a corrosividade natural da água do mar.

A água filtrada, desaerada e desulfatada é injetada nos poços por meio de bombas que alimentam o manifold dos poços de injeção de água.

Os principais equipamentos do sistema são:

Equipamento	Quantidade	Pressão		Vazão
		Projeto	Operação	
Filtro grosso	2	1300 kPag	450 a 550 kPag	4200 m ³ /h
Unidade removedora de Sulfato	1	-	-	208 m ³ /h
Desaeradora	1	510 kPag	100 kPag	208 m ³ /h
Bomba	2	Sucção 120 KPag Desc. 26164 KPag		104.2 m ³ /h each

3.2. SISTEMA DE PROCESSAMENTO DE ÓLEO

A partir da chegada à plataforma o óleo escoa através do coletor de produção e/ou do coletor de teste para o Separador de Produção e/ou Separador de Teste.

A planta de processo do FPSO Cidade de Santos é baseada em separadores horizontais (produção e atmosférico) e tratador eletrostático. O processamento do óleo segue a seguinte sequência de fluxo pelos equipamentos de processo: - Aquecedor -> Separador de Produção -> Pré-aquecedor -> Aquecedor -> Separador Atmosférico -> Bombas de transferência -> Tratador de óleo -> Pré-aquecedor -> Resfriador de óleo -> Sistema de medição – Tanques de armazenamento.

São injetados os seguintes produtos químicos na corrente de produção de óleo: Desemulsificante e inhibidor de formação de espuma, para obtenção de melhor eficiência de separação e preservação das condições de fluxo e integridade das tubulações e equipamentos.

A planta de produção possui ainda um Separador de Teste precedido também por um Aquecedor. Este separador trifásico é utilizado nas operações de abertura ou verificação de vazão de um poço específico e na realização de teste de produção.

Os principais equipamentos do sistema são:

EQUIPAMENTO	TIPO	CAPACIDADE
Aquecedor de óleo	Casco/tubo	10.16×10^6 W
Aquecedor de óleo	Placa	1.45×10^6 W
Aquecedor de óleo	Casco/tubo	1.77×10^6 W
Separador de Alta Pressão	Horizontal	ID 3050 mm x 6100 mm TL
Separador de Teste - Óleo	Horizontal	ID 2750 mm x 5500 mm TL
Tratador Eletrostático	Dupla Polaridade Horizontal	ID 3650 mm x 9760 mm TL
Resfriador de óleo	Placa	2.13×10^6 W
Separador de Baixa Pressão	Horizontal	ID 3050 mm x 6100 mm TL

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

Equipamento	Volume	Pressão		
		Projeto (kPa)	Operação (kPa)	Abertura das válvulas de segurança (kPa)
Aquecedor de Óleo (Água/óleo)		1030 kPa / 1380 kPa	430 kPa/870 kPa	1030 (lado água) / Lado óleo interligado com HP Separator, que está provido de PSV (1380).
Separador de Alta Pressão	44.6 m ³	1380 kPa	800 kPa kPa (óleo)	1380 kPa
Aquecedor de Óleo (Óleo/óleo)		1030kPa/1030kPa	310kPa/270kPa	1030 kPa / Interligado ao T.E. , que está provido de PSV (1030).
Aquecedor (água/óleo)		1030kPa/1030kPa	430kPa/170kPa	1030 kPa / Interligado ao HZZ-0124, que está provido de PSV (1030).
Separador de Baixa Pressão	44.6 m ³	1030kPa	160 60kPa (óleo)	1030 kPa
Tratador Eletrostático	102 m ³	1030kPa	310kPa (óleo)	1030 kPa
Resfriador de óleo		1030kPa/1030kPa	210kPa (óleo) 600 kPa (Água)	1030 kPa / 1030 kPa

3.3. SISTEMA DE PROCESSAMENTO DE GÁS

Sistema de Processamento de gás associado:

O processamento do gás consiste na compressão e desidratação. O processamento do gás de alta pressão consiste no direcionamento para unidades de compressão. Os três trens de compressão serão capazes de comprimir juntamente uma vazão total máxima de 10.000.000 m³ de gás por dia @ 20°C e 101,3 kPa.

Em cada trem de compressão, trocadores de calor (coolers) resfriam o gás entre os estágios de compressão do gás através de um sistema fechado de água de refrigeração. No sistema de compressão de alta pressão, cada trem de compressão é composto de dois estágios de compressão. Após o primeiro estágio de compressão, o gás é enviado à unidade de desidratação para remoção de água. Esta unidade consiste de uma coluna de absorção à base de TEG (trietileno glicol – substância com caráter hidrófilo) além de um sistema de regeneração de TEG. A remoção de água visa evitar corrosão das paredes dos gasodutos e demais equipamentos além de evitar a formação futura de hidratos nos gasodutos. Uma parcela do gás desidratado é enviado para o sistema de gás combustível e o restante enviado para o 2º estágio de compressão e utilizado paragás lift, exportação e importação. Os principais consumidores de gás combustível são os turbo geradores.

O gás removido nos separadores atmosféricos (gás de baixa pressão) é enviado ao sistema de compressão auxiliar (booster) onde sofrerá resfriamento visando remoção de condensado e compressão. Esta corrente de gás é direcionada para o sistema de compressão de média pressão e por fim segue para o sistema principal de compressão descrito anteriormente. O sistema de compressão “booster” comprime também o gás de saída da coluna desaeradora (tratamento de água para injeção), do separador de teste (quando for testado poço com baixa pressão) e do sistema de água produzida. O sistema de compressão auxiliar está projetado para comprimir até 3.833 m³/h @ 20°C e 101,3 kPa de 150 kPa abs até 1100 kPa abs. O sistema de compressão de média pressão é composto por dois compressores centrífugos com capacidade de

compressão de 41.667 m³/h @ 20°C e 101,3 kPa de 768 kPa abs até 3312 kPa abs. Este sistema comprime o gás do separadore de óleo alta pressão, separador de teste (quando for testado poço com alta pressão) e do compressor “booster” . Por fim, esta corrente é direcionada para o sistema de compressão principal conforme descrito anteriormente.

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

Características dos equipamentos associados ao Compressor de Gás “Booster”:

Equipamento	Volume	Pressão		
		Projeto	Operação	Abertura das válvulas de segurança
Resfriador de sucção	-	1030 kPa (tubo) 1030 kPa (Casco)	60 kPa (Tubo) 600 kPa (Casco)	1030 kPa / 1030 kPa
Separador de condensado sucção	1.2 m ³	1030 kPa	60kPa	Interligado ao HBG-0321, que está provido de PSV (1030)
Compressor	-	1380 KpA	900KpA	-
Resfriador de descarga	-	1380KpA(tubo)/1030KpA(casco)	900 kPa (tubo) 600 kPa (Casco)	1380 kPa / 1030 kPa

Características dos equipamentos associados ao Compressor de Gás de Média Pressão:

Equipamento	Volume	Pressão		
		Projeto	Operação	Abertura das válvulas de segurança
Safety Gas KO Drum	4.9 m ³	1380 kPa	800kPa	1380 kPa
Separador de condensado de sucção	5.4 m ³	1380 kPa	800 kPa	1380 kPa
Compressor	-	3800 kPa	3200 kPa	3800 kPa Obs. Possui BDV na descarga
Resfriador de descarga	-	3800kPa (Lado quente) 1030kPa (Lado Frio)	3200kPa (Lado Quente) 600 kPa (Lado Frio)	3800 kPa / 1030 kPa

Características dos equipamentos associados ao Compressor de Gás de Alta Pressão:

Equipamento	Volume	Pressão		
		Projeto	Operação	Abertura das válvulas de segurança
Safety Gas KO Drum	47 m ³	3800kPa	3130kPa	3800 kPa
Separador de condensado 1º Estágio	10.2 m ³	4500kPa	3000kPa	4500 kPa
Compressor – 1º Estágio	-	9460 kPa	8600kPa	9100 kPa Obs. Possui BDV
Resfriador descarga 1º Estágio	-	9460kPa (Lado Quente) 1030kPa (Lado Frio)	8600kPa (Lado Quente) 600kPa (Lado Frio)	9100kPa / 1030 kPa
Separador de condensado 2º Estágio	9.3 m ³	9690 kPa	8400kPa	9690 kPa
Compressor – 2º Estágio	-	22070kPa	20100 kPa	22070 Obs. Possui BDV
Resfriador descarga 2º Estágio	-	22070 kPa (Lado Quente) 1030kPa (Lado Frio)	20100kPa (Lado Quente) 600 kPa (Lado Frio)	22070 kPa / 1030 kPa

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 o coletor de alta ou de baixa pressão do flare.

Os coletores de alta e baixa pressão encaminham o gás para os vasos do flare, onde é realizada a separação das gotículas de líquido arrastadas pelo gás. O gás isento de líquido é encaminhado para o manifold do flare, de onde escoa para os queimadores de alta ou baixa pressão. O líquido coletado na base desses vasos é enviado para reprocessamento.

Sistema de processamento de gás não associado:

A planta de processo de gás não associado do FPSO Cidade de Santos é baseada em separadores horizontais (produção e teste) e depuradores verticais (“scrubbers”). O processamento do gás segue a seguinte sequência de fluxo pelos equipamentos de processo: - Aquecedor -> Separador de Produção ou Separador de Teste -> Separador Vertical (“Safety KO Drum”) -> Sistema de compressão principal.

Características dos equipamentos de processamento de gás não associado.

EQUIPAMENTO	TIPO	CAPACIDADE
Aquecedor – Gás (Produção)	Casco/ tubo	3.25×10^6 W
Aquecedor – Gás –(teste)	Casco/ tubo	0.64×10^6 W
Separador de Produção– Gás	Horizontal	ID 3660 mm x 6100 mm TL
Separador de Teste - Gás	Horizontal	ID 1830 mm x 4270 mm TL
Separador Condensado/água (Produção)	Horizontal	ID 1680 mm x 3660 mm TL
Separador Condensado/água (Teste)	Horizontal	ID 1680 mm x 3660 mm TL

3.4. SISTEMA DE EXPORTAÇÃO DO ÓLEO E GÁS

O escoamento do óleo produzido pela plataforma é feito através de navios aliviadores em tandem, isto é, alinhando POPA ou PROA da instalação com a proa do aliviador.

A operação de transferência é feita através de mangueiras flexíveis (mangotes) com 20" com comprimento de 230 m instalados um na PROA e outro na POPA do FPSO cidade de Santos.

Os principais equipamentos do sistema de exportação de óleo e gás são:

Equipamento	Quantidade	Pressão (kPa)		Potência (kW)	Vazão de Projeto (Nm³/h)	Capacidade(m³/h)
		Operação	Projeto			
Compressor de gás para exportação	3	18300	21900	6200	123000	138889
Bombas de Offloading	8	400	600	375	700	2800

O gás produzido pelo FPSO Cidade de Santos é exportado por um sistema constituído por dois risers do tipo flexível ID =9,125" que se unem no leito marinho ao gasoduto de exportação, transportando o gás até a plataforma PMXL-1 situada no campo de Mexilhão. O gasoduto de exportação é construído com tubulação rígida de DN 18" e terá uma extensão aproximada de 175 km com pressão máxima de 180 kgf/cm².

A interface entre os risers flexíveis de 9,125" e o gasoduto de exportação rígido de DN 18", na extremidade do FPSO, é feita através de um PLEM Y (Pipeline End Manifold), onde são conectados os dois risers flexíveis de 9,125",

um PLET (Pipe Line End Terminator) conectado em uma das extremidades ao PLEM Y e a outra ao gasoduto através de conectores denominados “jumpers”. Os principais equipamentos do sistema de exportação de gás são:

Equipamento / Trecho	Pressão (kPa)		Potencia (kW)	Vazão de projeto (Nm³/h)	Capacid.
	Operação	Projeto			
Gasoduto Flexível (FPSO →PLET-URG-01)	20684	20684	N/A	N/A	170 m³
PLET → PLEM	20684	20684	N/A	N/A	13,5 m³
PLEM → Gasoduto Rígido	20684	20684	N/A	N/A	23400 m³

3.5. SISTEMA DE GÁS COMBUSTÍVEL

Parte do gás natural proveniente da separação, posteriormente comprimido e desidratado é submetida a um condicionamento visando especificá-lo de acordo com os requisitos do combustível para as turbinas quanto ao ponto de orvalho de hidrocarbonetos 25°C abaixo da temperatura normal de utilização.

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 destes equipamentos.

O processo de especificação do ponto de orvalho consiste na condensação da fração mais pesada do gás, pelo resfriamento devido à expansão em uma válvula redutora de pressão.

O sistema de gás combustível tem capacidade de processamento de 358.400 m³/d (consumidores de alta pressão) + 20.877 m³/d (consumidores de baixa pressão) a 20°C e 101,3 kPa abs, com temperatura do gás combustível de 7 °C, e com temperatura adotada para distribuição de gás a alta pressão de 55 °C.

As especificações do gás fornecido são: alta pressão (3500kPa a 47°C) e baixa pressão (550 kPa a 33°C).

Os principais consumidores de gás combustível de alta pressão são basicamente os turbogeradores. O gás de baixa pressão é fornecido para o

desaerador (tratamento de água para injeção), unidades de flotação, sistema de regeneração de MEG, sistema de regeneração de TEG, sistema de gás inerte e para a chama piloto 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, são referência para a pressão de abertura das válvulas de segurança.

Os principais equipamentos do sistema são:

Equipamento	Volume	Pressão		
		Projeto	Operação	Abertura das válvulas de segurança
Separador de Condensado	18.85 m ³	4200kPa	3550kPa	4200 kPa
Super Aquecedor de gás Combustível	-	4200kPa (Tubo) 1030kPa (Casco)	3550 kPa (Tubo) 430 kPa (Casco)	4200 kPa / 1030 kPa
Filtro de Gás Combustível	0.1 m ³	4200kPa	3550 kPa	4200kPa

3.6. SISTEMA DE AUTOMAÇÃO, CONTROLE E PARADA DE EMERGÊNCIA

3.6.1. Sistema de Automação e Controle

A automação e controle da planta de processo e embarcação é feita pelo FCS “Facility Control System”, que permite o monitoramento da produção offshore na Sala de Controle Central. Isso é realizado através de uma IHM, que mostram gráficos de alta resolução. Os componentes principais destas estruturas fixas são animados, exibindo-se a troca de estado como abertura e fechamento de válvulas, partida de bombas, etc. As telas descrevem as plantas de processo e utilidades navais.

O Sistema de intertravamento e controle (CIS) é baseado em controladores lógicos programáveis (CLP), montados em painéis tipo gabinete e implementados com duplicidade completa de “racks” (incluindo fontes, cartões de comunicação ou CPU) em arquitetura “hot stand-by”.

3.6.2. Parada de emergência da unidade de produção

A função da parada de emergência da unidade de produção é garantir uma proteção segura, ao efetuar a parada de emergência controlada da unidade de

produção offshore, incluindo todos os sistemas relacionados, isto é, planta (processo e utilidades) e sistemas navais.

Esta função é iniciada automaticamente através de sensores de processo que detectam anormalidade proveniente das variáveis de processo e parâmetros do equipamento, e atuam elementos finais de campo como válvulas de parada de emergência (ESDVs), válvulas de blowdown (BDVs), válvulas de shutoff (XVs), painéis de controle locais, isolando, aliviando e parando os equipamentos e/ou os sistemas que causam ou estão sujeitos a perigo.

O sistema de bloqueio permitirá, em situações de emergência, a interrupção automática do funcionamento dos diversos equipamentos e máquinas do FPSO a fim de restringir os riscos causados por eventuais efeitos indesejáveis.

O sistema de parada de emergência possui quatro níveis:

Nível 1 (ASD – Abandon Shutdown) – Abandonar o navio e a total parada do FPSO. Somente acionado por botoeira manualmente.

Nível 2 (ESD – Emergency Shutdown) – Parada de Emergência. Pode ser por: Fogo, Gás, Pressão baixa baixa de Ar de instrumento, Fogo confirmado no painel AFDP da E-House e de alguns ponto do painel AFDP da Acomodação e por botoeiras no campo e no Painel de controle (CCR).

Nível 3 (PSD – Process Shutdown) – Parada geral do Processo de produção. Causado por: Nível alto alto no Scrubber do flare de alta pressão, Nível alto alto no Scrubber do flare de baixa pressão ou por acionamento de botoeiras no campo ou no painel de controle (CCR).

Nível 4 (USD – Unit Shutdown) – Parada de sistema ou de equipamento. Causado por instabilidade do processo, como exemplos: pressão alta alta em bomba ou compressor ou um nível alto alto em um vaso.

O sistema de bloqueio emergencial (nível 2, 3 e 4) pode ser acionado manual ou automaticamente. O acionamento nível 1 só é manual.

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.

4. DESCRIÇÃO DA MALHA DE COLETA E INTERLIGAÇÃO COM OUTRAS INSTALAÇÕES

A malha de coleta da plataforma constitui-se de 5 poços de produção de óleo, 3 poços produtores de gás, 2 poços injetores, um manifold submarino de produção de gás com 2 poços interligados, PLET (Pipeline End Terminal), gasoduto com riser flexível e trecho rígido de exportação de gás.

Cada poço de produção possui um conjunto de 3 linhas, sendo 1 de produção, 1 de serviço e 1 umbilical de controle dos sistemas submarinos. Os poços injetores são do tipo piggyback, com uma única linha de injeção e um umbilical. O manifold submarino é composto por 2 headers de produção, 2 umbilicais e 1 linha de injeção de MEG.

Estas linhas conectam a plataformas aos poços produtores e injetores além de servirem como linhas de exportação de gás. Podem ser de dois tipos: Estáticas ou Flowlines (que ficam assentadas no fundo do mar) e Dinâmicas ou Risers (que fazem a conexão dos flowlines com a plataforma).

Os teores máximos de CO₂ e H₂S nos fluxos recebidos são de 0,1% e 1,5 ppm, respectivamente. Os valores de RGO, considerando poços produtores de óleo para o ano 2021, variam de 133,4 a 196,3. E os valores de BSW variam de 26,1 a 62,4.

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

O PLET é um equipamento constituído de uma estrutura de assentamento no leito marinho, sistema de conexão vertical, válvula 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. As características dos dutos de exportação estão descritas no item 3.4.

A produção de óleo é exportada através de navios aliviadores sempre que necessário para evitar a parada de produção por nível muito alto nos tanques de carga. A instalação não recebe produção por dutos de outras unidades.

O Anexo 2 mostra o diagrama unifilar e o arranjo submarino de interligação do FPSO CST com outras instalações.

5. GLOSSÁRIO

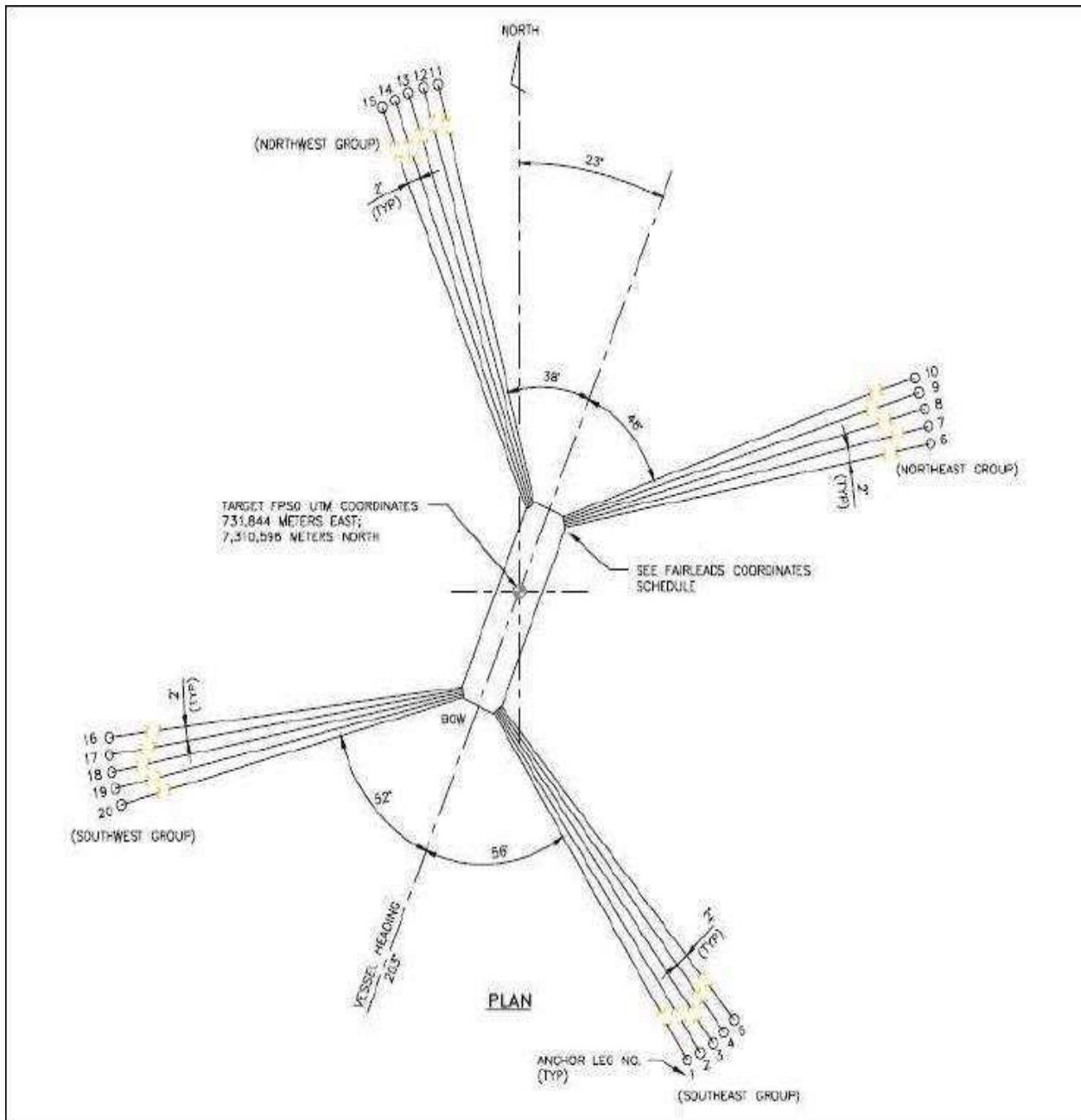
Árvore de Natal	Equipamento mecânico instalado na cabeça-de-poço, composto, basicamente, de conectores e válvulas, com a finalidade de interligar as tubulações internas e externas ao poço, e de permitir o controle do fluxo de fluidos através dele. Pode ser chamada de árvore de natal molhada, usada em poços submarinos e árvore de natal seca, usada em poços de completação seca.
BB	Bombordo - Bordo esquerdo da embarcação, olhando-se de ré para vante.
BE	Boreste - Bordo à direita da embarcação, olhando-se de ré para vante.
BSW	Basic Sediments and Water. Teor de sedimentos e água presente no óleo produzido.
Calado	Altura de uma embarcação que fica abaixo da linha d'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 Renovaveis
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.
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.
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.
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 regulagem, utilizada para controlar a vazão do poço.
Válvula M1	Válvula Master 1 da árvore de Natal
Válvula M2	Válvula Master 2 da árvore de Natal
Válvula W1	Válvula Wing 1 da árvore de Natal
Válvula W2	Válvula Wing 2 da árvore de Natal
WAG	Water alternate Gas

6. Anexos

6.1. Anexo 1 – Diagrama de Ancoragem



6.2. Anexo 2 – Diagrama Unifilar e Arranjo Submarino de Interligação

Anexo 5

General Arrangement

do FPCST

THIS DOCUMENT INCLUDING, DRAWINGS, PROCEDURES, SPECIFICATIONS, AND ITS CONTENTS IS THE EXCLUSIVE PROPERTY OF MODEC INTERNATIONAL INC. AND IS FURNISHED ON A CONFIDENTIAL BASIS, AND WITH THE EXPRESS AGREEMENT THAT IT WILL NEITHER BE USED, SOLD, TRANSFERRED, COPIED, TRACED, PHOTOGRAPHED, NOR REPRODUCED IN ANY MANNER WHATSOEVER IN WHOLE OR IN PART, NOR ANY ITEM HEREIN BE SOLD, MANUFACTURED OR ASSEMBLED WITHOUT THE WRITTEN AGREEMENT OF MODEC INTERNATIONAL INC. THE RECIPIENT OF THIS DOCUMENT AGREES NOT TO DISCLOSE TO ANY OTHER PARTY INFORMATION CONTAINED HEREIN, OR NOT TO USE SUCH INFORMATION, EXCEPT FOR THE SPECIFIC PURPOSE INTENDED AT THE TIME OF RELEASE OF THIS DOCUMENT.

Rev	Status	Date	Originator	Checker	Approver	Project
AB	AS-BUILT	25 AUG 2015	KM	YF	WHY/TAI	ASN

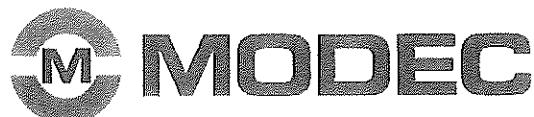
Document Title:

GENERAL ARRANGEMENT

MODEC Code No. 0212	Document No. 0212-MI20-0006-0100/01	Page 1 of 3
	Reference AM Document No. 0404-MI20-0006-0100/01	



FPSO Cidade de Santos MV20


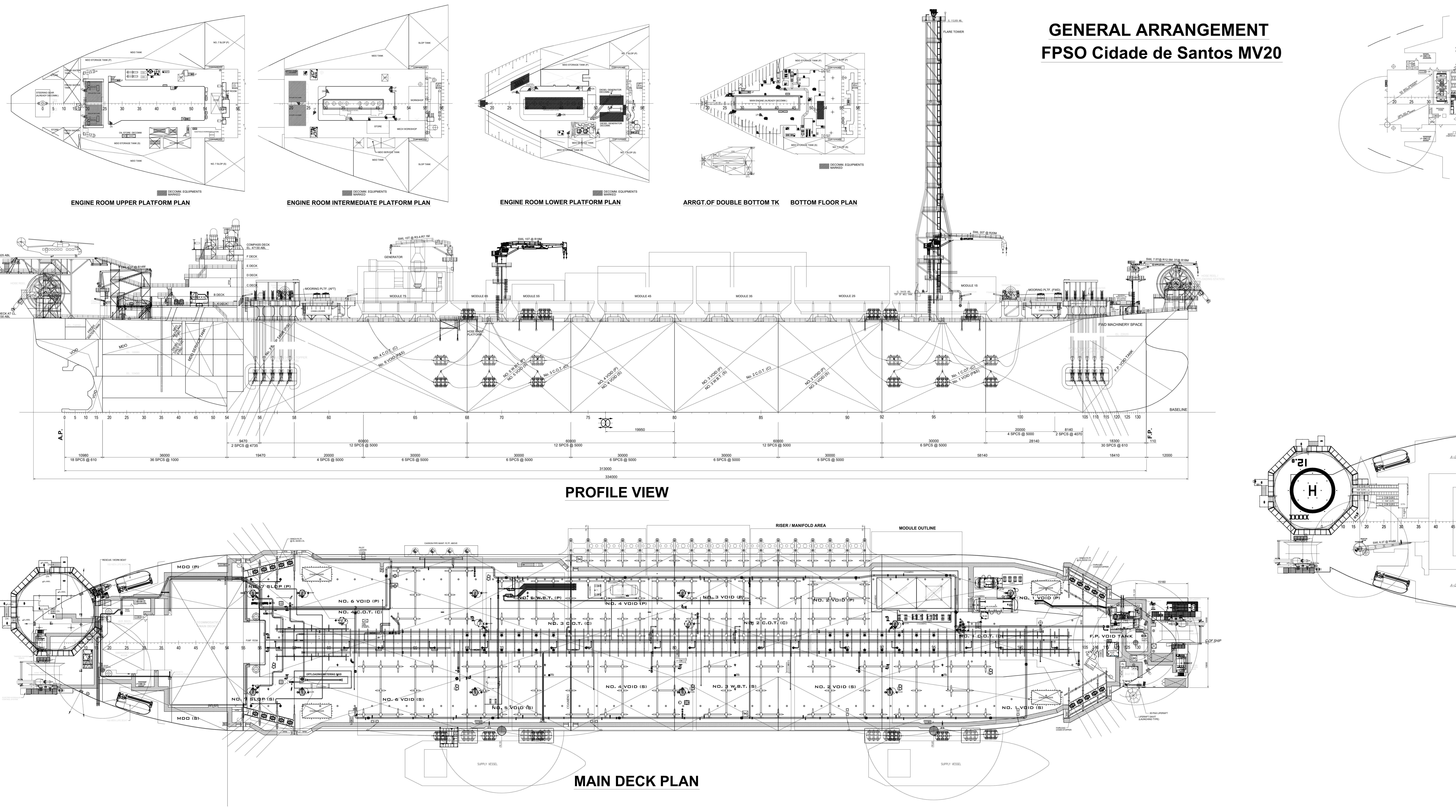




REVISION HISTORY

REVISION NUMBER	DATE	REVISION INFORMATION
AB	25 AUG 2015	As-built after "0404" additional POB modification

This architectural floor plan illustrates a section of a ship's deck, featuring several functional rooms and pieces of equipment. On the left, there is a vertical stack of four rectangular boxes labeled 'UP' at the top, representing an access ladder. Above this, two parallel diagonal lines form an angle, likely indicating a hatch or a sloped surface. To the right of the ladder, a large rectangular room contains a row of four circular symbols, each with a vertical line through it, representing dryers. This room is labeled 'LAUNDRY'. To the right of the laundry room is a smaller room labeled 'CLEAN LINEN LKR'. Further to the right is a room labeled 'SMOKING REST ROOM' containing a small table and chairs. Below these rooms is a larger area labeled 'MALE TOILET' with several small symbols representing urinals. At the bottom of the plan, there is a row of small symbols representing男女厕所 (men's and women's toilets). To the far right, a rectangular room is labeled 'FOAM ROOM'. A vertical arrow on the right side of the plan also has 'UP' written above it.



Anexo 6

Capacity Plan

do FPCST

THIS DOCUMENT INCLUDING, DRAWINGS, PROCEDURES, SPECIFICATIONS, AND ITS CONTENTS IS THE EXCLUSIVE PROPERTY OF MODEC INTERNATIONAL LLC AND IS FURNISHED ON A CONFIDENTIAL BASIS, AND WITH THE EXPRESS AGREEMENT THAT IT WILL NEITHER BE USED, SOLD, TRANSFERRED, COPIED, TRACED, PHOTOGRAPHED, NOR REPRODUCED IN ANY MANNER WHATSOEVER IN WHOLE OR IN PART, NOR ANY ITEM HEREIN BE SOLD, MANUFACTURED OR ASSEMBLED WITHOUT THE WRITTEN AGREEMENT OF MODEC INTERNATIONAL LLC. THE RECIPIENT OF THIS DOCUMENT AGREES NOT TO DISCLOSE TO ANY OTHER PARTY INFORMATION CONTAINED HEREIN, OR NOT TO USE SUCH INFORMATION, EXCEPT FOR THE SPECIFIC PURPOSE INTENDED AT THE TIME OF RELEASE OF THIS DOCUMENT.

**RESUBMISSION
REQUIRED**

ABS APPROVAL
WITHHELD
pending resolution of
comments contained
in ABS letter

RECEIVED 26 AUG 2008

Rev	Status	Date	Origin.	Checker	LDE	EM	PM
0	IFC	21 AUG 08	YEE	LP	YM FU	MW	HH
B	IFD	06 JUN 08	YEE	LP	YM FU	MW	HH
A	IFR	21 MAY 08	YEE	LP	YM FU	MW	HH

Document Title:

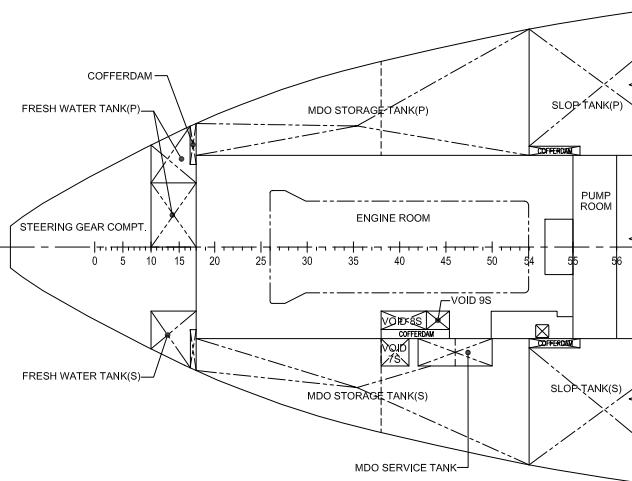
TANK CAPACITY PLAN

MODEC Code No.	Document No.	Page
0212	0212-MI20-10D1-0100	1 of 1

BR

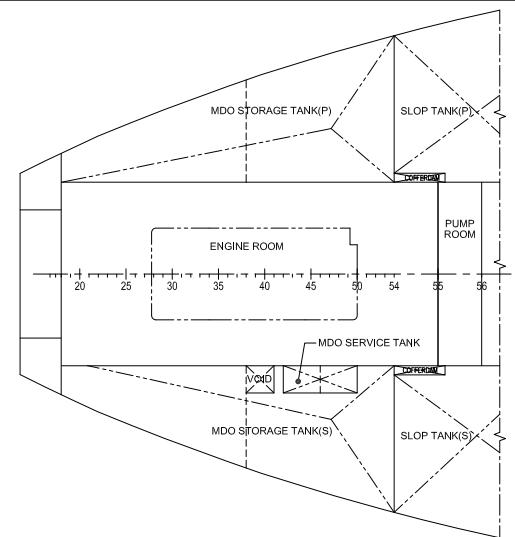
Petrobras FPSO Cidade de Santos MV20

MODEC



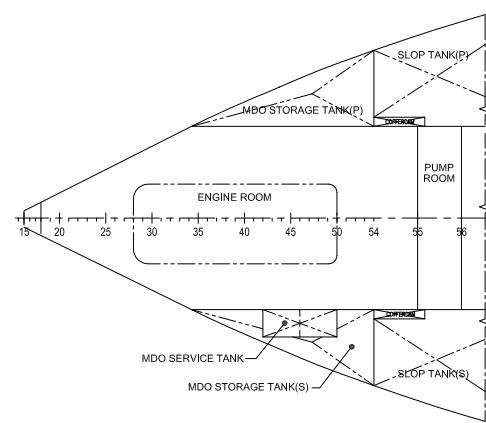
ENGINE ROOM UPPER PLATFORM PLAN

SCALE 1:400



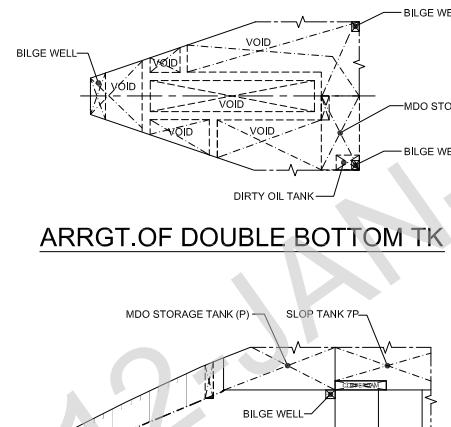
ENGINE ROOM INTERMEDIATE PLATFORM PLAN

SCALE 1:400

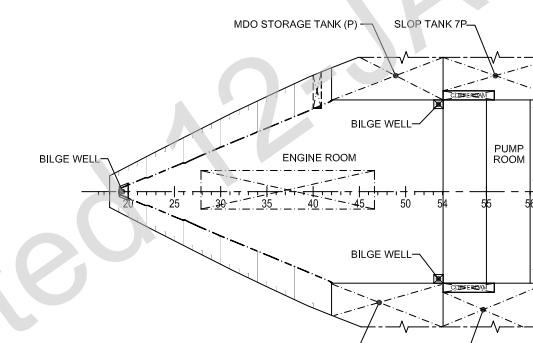


ENGINE ROOM LOWER PLATFORM PLAN

SCALE 1:400

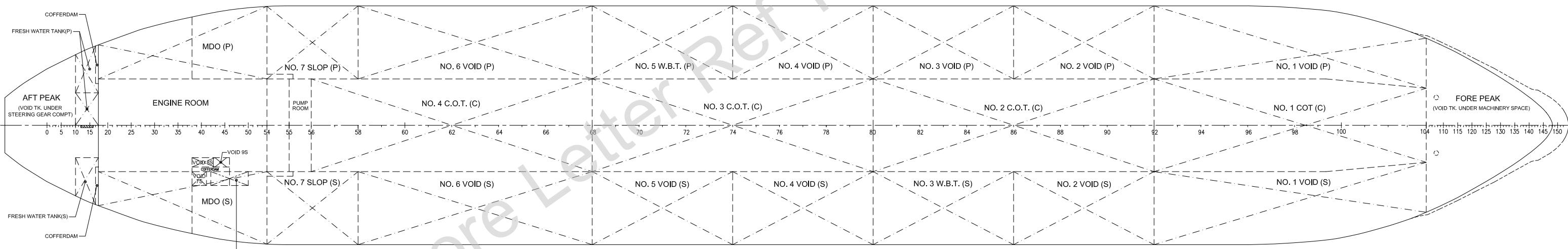
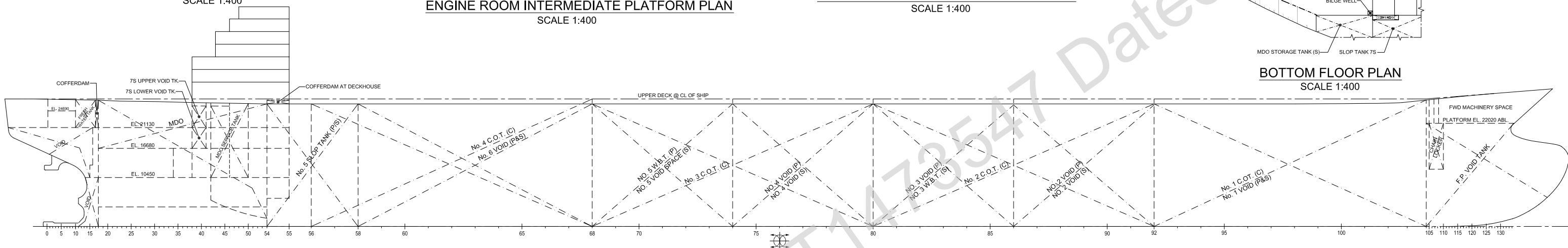


ARRGT.OF DOUBLE BOTTOM TK



BOTTOM FLOOR PLAN

SCALE 1:400



VOID TANK

ITEM NAME	POSITION	CAPACITY		CENTRE OF GRAVITY		
		SIDE	FR.NO.	M3	LCG (m)	KG (m)
VOID TANK 1P	P	92-104	19978.488	262,603	14,280	
VOID TANK 2P	P	86-92	12362.725	221,407	13,394	
VOID TANK 3P	P	80-86	12362.725	191,407	13,394	
VOID TANK 4P	P	74-80	12386.774	161,452	13,371	
VOID TANK 6P	P	58-68	19856.277	92,041	13,887	
VOID TANK 1S	S	92-104	19978.488	262,603	14,280	
VOID TANK 2S	S	86-92	12362.725	221,407	13,394	
VOID TANK 4S	S	74-80	12386.774	161,452	13,371	
VOID TANK 5S	S	68-74	12386.774	131,452	13,371	
VOID TANK 6S	S	58-68	19856.277	92,041	13,887	
UPPER VOID TANK 7S	S	38-41	45,723	32,480	23,757	
LOWER VOID TANK 7S	S	38-41	36,639	32,480	19,286	
VOID TANK 8S	S	38-43	65,093	33,730	24,674	
VOID TANK 9S	S	43-45	29,585	37,730	24,674	
TOTAL		154097.067				

ITEM NAME	POSITION	CAPACITY		CENTRE OF GRAVITY			
		SIDE	FR.NO.	M3	S.W. (t)	LCG (m)	KG (m)
NO.3 W.B.T.	S	80-86	12362.725	12671.793	191,407	13,394	
NO.5 W.B.T.	P	68-74	12386.774	12696,443	131,452	13,371	
TOTAL		24749.499	25368.236				

CARGO OIL TANK

ITEM NAME	POSITION	CAPACITY			CENTRE OF GRAVITY				
		SIDE	FR.NO.	M3	BARREL	M3	BARREL	LCG (m)	KG (m)
NO.1 C.O.T.	C	92-104	29504,031	185573	28913,950	181861	264,492	13,629	
NO.2 C.O.T.	C	80-92	32025,574	201435	31385,063	197406	206,450	13,615	
NO.3 C.O.T.	C	68-80	32025,563	201432	31385,052	197403	146,450	13,615	
NO.4 C.O.T.	C	56-68	32023,324	201418	31382,857	197389	86,452	13,616	
NO.7 SLOP T.	P	54-58	5703,277	35872	5589,211	35154	57,457	16,118	
NO.7 SLOP T.	S	54-58	5703,277	35872	5589,211	35154	57,457	16,118	
TOTAL		136985.046	861602	134245.344	844367				

TANK CAPACITY PLAN

SCALE 1:400

M.D.O SERVICE TANK (S.G. = 0.851)

ITEM NAME	POSITION	CAPACITY			CENTRE OF GRAVITY					
		SIDE	FR.NO.	M3	BARREL	M3	BARREL	F.O. (t)	LCG (m)	KG (m)
M.D.O.SERVICE	S	42-50	378,570	2381	340,713	2143	289,947	34,933	18,807	
TOTAL		378,570		2381	340,713	2143	289,947			

FRESH WATER (S.G. = 1.000)

ITEM NAME	POSITION	CAPACITY			CENTRE OF GRAVITY		
		SIDE	FR.NO.	M3	S.W. (t)	LCG (m)	KG (m)
FRESH W.T.	P	10-18	189,460	194,197	8,425	24,657	
FRESH W.T.	S	10-18	189,460	194,197	8,425	24,657	
PORTABLE W.T.	P	10-18	203,914	209,012	8,540	24,424	
TOTAL		582,834		597,406			

CONFIDENTIAL AGREEMENT

THIS DRAWING AND ITS CONTENTS, SPECIFICATIONS AND DESIGN CONTENTS ARE PROPRIETARY INFORMATION AND MAY NOT BE REPRODUCED, TRANSFERRED OR ISSUED FOR MANUFACTURE WITHOUT WRITTEN CONSENT FROM MODEC INTERNATIONAL LLC.

MODEC
BR PETROBRAS

DATE: 25 MAR 08 SCALE: 1 : 400 (A1)
PROJECT: FPSO Cidade de Santos MV20
FILE: TANK CAPACITY PLAN

REV	DATE	REVISION DESCRIPTION	ORG	CHKD	LDE	EM	PM
0212-MI20-10D1-0100	0212-MI20-10D1-0100.dwg						

Anexo 7

Inventário de Dutos e Equipamentos Submarinos do FPCST

A - Tipo do duto	B,C,D - Descrição	Sistema Submarino do CST - Dutos Flexíveis													U - Data das inspeções que deram origem as informações solicitadas nos itens anteriores.		
		K' - Massa Aço (t)	K'' - Massa Polímero (t)	K - Massa total vazio no ar (t)	L - Elementos de estabilização (qtd)	M - Vãos livres	N - Produto movimento do	O - Profundidade batimétrica da origem (m)	O - Profundidade batimétrica do destino (m)	P - Profundidade estimada de enterramento	Q - Situação operacional (incluindo sit. Extremidades)	R - Condição de limpeza dos dutos inativos e data de execução	R - Data de limpeza	S - Situação de tamponamento dos dutos inativos	T - Aspectos de destaque que possam influenciar o planejamento do descomissionamento (cruzamentos, interligações, interferências com linhas ativas, etc.);		
Gasoduto de alta	GA_FPCST/PLEM-URG-001(1)	381,6	69,3	450,9	1	N/A	Gás natural	-11,9	1271	Obs 1.	Interligado em operação	Duto em operação	N/A	1	0	2020 / 2021	
Gasoduto de alta	GA_FPCST/PLEM-URG-001(2)	379,9	68,4	448,3	1	N/A	Gás natural	-11,9	1271	Obs 1.	Interligado em operação	Duto em operação	N/A	1	0	2020 / 2021	
Gás lift	GL_FPCST/7-URG-10HP-RJS	151,1	25,2	176,3	1	N/A	Gás lift	-11,9	1311	Obs 1.	Interligado em operação	Duto em operação	Duto em operação	N/A	2	2	2018 / 2020
Produção de óleo	PO_7-URG-10HP-RJS/FPCST	292,2	143,1	435,3	2	N/A	Óleo	1311	-11,9	Obs 1.	Interligado em operação	Duto em operação	N/A	0	0	2020	
Umbilical	UEH_FPCST/7-URG-10HP-RJS	90,6	40,7	131,3	8	N/A	-	-11,9	1311	Obs 1.	Interligado em operação	N/A	N/A	3	0	2016	
Gás lift	GL_FPCST/7-URG-12HP-RJS	190,4	29,3	219,7	1	N/A	Gás lift	-11,9	1281	Obs 1.	Interligado fora de operação	Fora de operação	CLL Não emitida	N/A	10	9	2018 / 2020
Produção de óleo	PO_7-URG-12HP-RJS/FPCST	365,4	222,2	587,6	1	N/A	Óleo	1281	-11,9	Obs 1.	Interligado fora de operação	Fora de operação	CLL Não emitida	N/A	9	8	2020
Umbilical	UEH_FPCST/7-URG-12HP-RJS	115,9	52,0	167,9	1	N/A	-	-11,9	1281	Obs 1.	Interligado fora de operação	N/A	N/A	9	7	2019	
Gás lift	GL_FPCST/7-URG-14HP-RJS	177,2	27,1	204,3	1	N/A	Gás lift	-11,9	1336	Obs 1.	Interligado em operação	Duto em operação	N/A	5	0	2018 / 2020	
Produção de gás	PG_7-URG-14HP-RJS/FPCST	459,5	342,8	802,3	1	N/A	Gás	1336	1292	Obs 1.	Interligado em operação	Duto em operação	N/A	3	0	2017	
Produção de gás	PG_7-URG-14HP-RJS/FPCST	195,7	31,5	227,2	0	N/A	Gás	1292	-11,9	Obs 1.	Interligado em operação	Duto em operação	N/A	0	0	2017 / 2020	
Umbilical	UEH_FPCST/7-URG-14HP-RJS	751,3	119,4	870,6	1	N/A	-	-11,9	1336	Obs 1.	Interligado em operação	N/A	N/A	3	0	2013 / 2016	
Gás lift	GL_FPCST/7-URG-16HPA-RJS	166,3	25,7	192,0	1	N/A	Gás lift	-11,9	1344	Obs 1.	Interligado em operação	Duto em operação	N/A	5	0	2019	
Produção de gás	PG_7-URG-16HPA-RJS/FPCST	417,6	311,6	729,2	1	N/A	Gás	1344	1300	Obs 1.	Interligado em operação	Duto em operação	N/A	9	6	2019	
Produção de gás	PG_7-URG-16HPA-RJS/FPCST	183,4	29,9	213,3	0	N/A	Gás	1300	-11,9	Obs 1.	Interligado em operação	Duto em operação	N/A	0	0	2019	
Umbilical	UEH_FPCST/7-URG-16HPA-RJS	602,0	211,3	813,3	1	N/A	-	-11,9	1344	Obs 1.	Interligado em operação	N/A	N/A	5	2	2014 / 2019	
Gás lift	GL_FPCST/7-URG-17D-RJS	177,5	39,3	216,8	1	N/A	Gás lift	-11,9	1361	Obs 1.	Interligado em operação	Duto em operação	N/A	12	3	2018	
Produção de gás	PG_7-URG-17D-RJS/FPCST	380,5	283,9	664,4	1	N/A	Gás	1361	1292	Obs 1.	Interligado em operação	Duto em operação	N/A	7	0	2018	
Produção de gás	PG_7-URG-17D-RJS/FPCST	195,5	31,5	227,0	0	N/A	Gás	1292	-11,9	Obs 1.	Interligado em operação	Duto em operação	N/A	0	0	2018 / 2019	
Umbilical	UEH_FPCST/7-URG-17D-RJS	595,6	168,1	763,8	2	N/A	-	-11,9	1361	Obs 1.	Interligado em operação	N/A	N/A	8	6	2018	
Gás lift	GL_FPCST/7-URG-19D-RJS	1006,0	1425,7	2431,7	1	N/A	Gás lift	-11,9	1355	Obs 1.	Interligado em operação	Duto em operação	N/A	0	0	2018	
Produção de óleo	PO_7-URG-19D-RJS/FPCST	535,9	1224,9	1760,8	1	N/A	Óleo	1355	-11,9	Obs 1.	Interligado em operação	Duto em operação	N/A	0	0	2018 / 2019	
Umbilical	UEH_FPCST/7-URG-19D-RJS	534,7	1463,8	1998,5	1	N/A	-	-11,9	1355	Obs 1.	Interligado em operação	N/A	N/A	0	0	2018	
Gás lift	GL_FPCST/7-URG-6HP-RJS	466,5	1589,8	2056,3	1	N/A	Gás lift	-11,9	1347	Obs 1.	Interligado em operação	Duto em operação	N/A	0	0	2019	
Produção de óleo	PO_7-URG-6HP-RJS/FPCST	415,8	914,6	1330,4	1	N/A	Óleo	1347	-11,9	Obs 1.	Interligado em operação	Duto em operação	N/A	2	2	2019	
Umbilical	UEH_FPCST/7-URG-6HP-RJS	123,6	55,4	179,0	2	N/A	-	-11,9	1347	Obs 1.	Interligado em operação	N/A	N/A	2	2	2010 / 2016 / 2019	
Gás lift	GL_FPCST/7-URG-8HPA-RJS	232,5	33,6	266,1	1	N/A	Gás lift	-11,9	1357	Obs 1.	Interligado em operação	Duto em operação	N/A	0	0	2019 / 2020	
Produção de óleo	PO_7-URG-8HPA-RJS/FPCST	464,8	343,3	808,1	1	N/A	Óleo	1357	-11,9	Obs 1.	Interligado em operação	Duto em operação	N/A	0	0	2020	
Umbilical	UEH_FPCST/7-URG-8HPA-RJS	143,8	64,6	208,4	2	N/A	-	-11,9	1357	Obs 1.	Interligado em operação	N/A	N/A	0	0	2010 / 2016	

Injeção de água	IA_FPCST/8-URG-20H-RJS	308,4	64,7	373,1	1	N/A	Água	-11,9	1338	Obs 1.	Interligado em operação	Duto em operação	Duto em operação	N/A	4	2	2016
Umbilical	UEH_FPCST/8-URG-20H-RJS	69,4	38,7	108,1	1	N/A	-	-11,9	1338	Obs 1.	Interligado em operação	N/A	N/A	N/A	4	2	2016
Injeção de água	IA_8-URG-20H-RJS/8-URG-22HPA-RJS	73,0	15,9	88,9	0	N/A	Água	1338	1378	Obs 1.	Interligado em operação	Duto em operação	Duto em operação	N/A	0	0	2014
Umbilical	UEH_8-URG-20H-RJS/8-URG-22HPA-RJS	36,1	11,5	47,6	0	N/A	-	1338	1378	Obs 1.	Interligado em operação	N/A	N/A	N/A	0	0	2015
Injeção Química	IQ_FPCST/MSPG-TBU-02	128,8	16,8	145,6	1	N/A	Produto Químico	-11,9	1260	Obs 1.	Interligado em operação	Duto em operação	Duto em operação	N/A	0	0	2020 / 2021
Injeção Química	IQ_FPCST/MSPG-TBU-02	551,4	72,9	624,3	0	N/A	Produto Químico	1260	1065	Obs 1.	Interligado em operação	Duto em operação	Duto em operação	N/A	2	0	2017 / 2021
Produção de gás	PG_PLET-TBU-2/FPCST	471,4	79,1	550,5	1	N/A	Gás	1262	-11,9	Obs 1.	Interligado em operação	Duto em operação	Duto em operação	N/A	0	0	2019 / 2020
Produção de gás	PG_PLET-TBU-3/FPCST	453,3	76,3	529,6	0	N/A	Gás	1265	-11,9	Obs 1.	Interligado em operação	Duto em operação	Duto em operação	N/A	0	0	2019 / 2021
Produção de gás	PG_7-TBU-7HP-RJS/MSPG-TBU-02	97,9	25,1	123,0	0	N/A	Gás	1079	1065	Obs 1.	Interligado fora de operação	Duto em operação	Duto em operação	N/A	2	0	2017
Produção de gás	PG_9-TBU-2HA-RJS/MSPG-TBU-01	65,8	16,9	82,6	1	N/A	Gás	1051	1061	Obs 1.	Interligado em operação	Duto em operação	Duto em operação	N/A	0	0	2017
Umbilical	UEH_FPCST/ESDV-TBU-4	72,1	35,6	107,7	0	N/A	-	-11,9	1260	Obs 1.	Interligado em operação	N/A	N/A	N/A	2	1	2013 / 2016
Umbilical	UEH_FPCST/MSPG-TBU-02(1)	422,0	208,8	630,8	1	N/A	-	-11,9	1065	Obs 1.	Interligado em operação	N/A	N/A	N/A	1	0	2016
Umbilical	UEH_FPCST/MSPG-TBU-02(2)	421,8	208,7	630,5	1	N/A	-	-11,9	1065	Obs 1.	Interligado em operação	N/A	N/A	N/A	1	0	2016
Umbilical	UEH_FPCST/PLEM-URG-001	61,0	30,2	91,1	1	N/A	-	-11,9	1271	Obs 1.	Interligado em operação	N/A	N/A	N/A	0	0	2016
Umbilical	UEH_MSPG-TBU-01/9-TBU-2HA-RJS	18,3	9,0	27,3	0	N/A	-	1061	1051	Obs 1.	Interligado em operação	N/A	N/A	N/A	0	0	Sem informação
Umbilical	UEH_MSPG-TBU-02/7-TBU-7HP-RJS	54,0	26,7	80,7	0	N/A	-	1065	1079	Obs 1.	Interligado fora de operação	N/A	N/A	N/A	2	2	Sem informação

o devem-se exclusivamente à dinâmica marinha, que, ao longo do tempo deposita sedimentos sobre os dutos, não sendo possível, desse modo, a definição de um valor de enterramento.

Sistema Submarino do CST - Dutos Rígidos																									
A - Tipo do duto	B - CD - Descrição	C - Código de identificação ANP	C - Código da origem ANP	D - Código do destino ANP	E - Ano de instalação	F - Extensão total (m)	G - Comprimento do trecho riscado (m)	H - Comprimento do trecho flutuante (m)	I - Comprimento do trecho enterrado (m)	J - Diâmetro nominal (pol)	J - Tipo de estrutura (Metálico, apagão, polimérico ou híbrido)	K - Massa total estatô no ar (t)	L - Elementos de estabilização (qtyd)	M - Vãos livres	N - Produto movimentado	O - Profundidade bathimétrica da origem (m)	P - Profundidade bathimétrica do destino (m)	Q - Situação operacional (incluindo sit. Extremidades)	R - Condição de limpeza dos dutos e data de execução	S - Situação de tamponamento dos dutos inativos	R - Data de limpeza	S - Situação de tamponamento dos dutos inativos	T - Inspeções ou descontos que possam influenciar o planejamento do descomissionamento	U - Datas das inspeções que determinaram a reforma ou solicitações nos itens anteriores.	
Gasoduto de Alta	GA_MSPG-TBU-02/PCST-LESTE	24595	5423	5434	2010	14454	0	14454	14450	4	12,75	rígido	2.883	0	5	Gás	1063	1260	Obs. 1	Interligado Em Operação	Duto Em Operação	n/a	4	4	2017
Gasoduto de Alta	GA_MSPG-TBU-02/PCST-OESTE	24598	5423	5444	2010	14530	0	14530	14527	3	12,75	rígido	2.898	0	11	Gás	1063	1260	Obs. 1	Interligado Em Operação	Duto Em Operação	n/a	1	1	2017

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

Sistema Submarino do CST- Equipamentos Submarinos										
A - Tipo	B - TAG	C - Dimensões Aproximadas do Conjunto Montado (m) CxLxA	C' - Dimensões s (m) CxLxA	C - Peso (ton)	D - LDA (m)	E - Coordenada Geográfica		F - Situação operacional (operante ou inativo)	G - Data da Limpeza	H - Tamponamento
						Latitude	Longitude			
SISTEMA ANM	AS-116	5,5 x 5,5 x 11	BAP (4,31 x 4,25 x 3,63) ANM (4,21 x 2,74 x 3,90) TCAP (3,05 x 2,18 x 1,68) MCV-A (1,63 x 1,31 x 2,16) MCV-P (1,63 x 1,31 x 2,16) MCV-U (1,41 x 1,18 x 2,30)	71	1357	-24:19:06,858	-42:40:30,952	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação
SISTEMA ANM	AS-118	5,5 x 5,5 x 11	BAP (4,31 x 4,25 x 3,63) ANM (4,21 x 2,74 x 3,90) TCAP (3,05 x 2,18 x 1,68) MCV-A (1,63 x 1,37 x 2,16) MCV-P (1,63 x 1,31 x 2,16) MCV-U (1,41 x 1,18 x 2,30)	71	1321	-24:18:31,535	-42:41:30,673	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação
SISTEMA ANM	CCB-135	5,5 x 5,5 x 8,7	ANM (4,28 x 3,20 x 3,55) BAP (4,53 x 4,80 x 3,83) TREE CAP (3,42 x 2,07 x 1,82) MCV-A (2,41 x 1,63 x 3,17) MCV-P (3,03 x 1,63 x 3,17) MCV-U (1,94 x 1,55 x 2,77)	90	1344	-24:18:45,678	-42:40:34,023	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação
SISTEMA ANM	CCB-141	5,5 x 5,5 x 8,7	ANM (4,28 x 3,20 x 3,55) BAP (4,53 x 4,60 x 3,83) TREE CAP (4,86 x 3,37 x 2,22) MCV-A (2,41 x 1,63 x 3,17) MCV-P (3,03 x 1,63 x 3,17) MCV-U (1,94 x 1,55 x 2,77)	90	1361	-24:19:03,281	-42:40:14,304	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação
SISTEMA ANM	CCB-145	5,5 x 5,5 x 8,7	ANM (4,28 x 3,20 x 3,55) BAP (4,53 x 4,60 x 3,83) TREE CAP (3,41 x 2,07 x 1,82) MCV-A (2,55 x 1,78 x 3,17) MCV-P (3,03 x 1,63 x 3,17) MCV-U (1,75 x 1,44 x 2,83)	90	1348	-24:18:32,362	-42:39:52,175	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação
SISTEMA ANM	CCB-146	5,5 x 5,5 x 8,7	ANM (4,38 x 3,20 x 3,50) BAP (4,53 x 4,60 x 3,83)	90	1370	-24:19:09,714	-42:39:56,820	Operante (abandono temporário)	jun/13	jun/13
VÁLVULA SUBMARINA	ESDV 6" GE-03	4,22 x 1,25 x 1,74	4,22 x 1,25 x 1,74	13	1291	-24:18:02,120	-42:42:15,766	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação
VÁLVULA SUBMARINA	ESDV-GE-05	4,22 x 1,25 x 1,74	4,22 x 1,25 x 1,74	13	1293	-24:18:05,077	-42:42:15,748	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação
VÁLVULA SUBMARINA	ESDV-TBU-4	3,49 x 1,25 x 1,56	3,49 x 1,25 x 1,56	9	1262	-24:17:22,035	-42:43:21,704	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação
VÁLVULA SUBMARINA	ESDV-URG-4	4,22 x 1,25 x 1,74	4,22 x 1,25 x 1,74	10	1298	-24:18:12,260	-42:42:15,867	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação
SISTEMA ANM	FC-237	3,9 x 3,9 x 10	ANM (3,37 x 4,06 x 3,77) BAP (4,024 x 3,59 x 4,15) TREE CAP (1,91 x 2,97 x 1,97) MCV-A (1,23 x 1,92 x 2,57) MCV-U (0,96 x 1,72 x 2,26) MCV-P (1,22 x 1,92 x 2,57)	80	1292	-24:17:35,550	-42:41:33,353	Operante (abandono temporário)	Equipamento em operação	Equipamento em operação
SISTEMA ANM	FC-263	4,9 x 4,9 x 10	ANM (3,34 x 4,15 x 4,10) BAP (3,88 x 4,87 x 4,034) TCAP (1,44 x 0,38 x 0,93) MCV-U (1,55 x 1,89 x 2,31) MCV-P (1,49 x 2,10x 2,79)	85	1075	-24:11:00,999	-42:42:12,695	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação
SISTEMA ANM	FC-264	4,9 x 4,9 x 10	ANM (3,34 x 4,15 x 4,10) BAP (3,88 x 4,87 x 4,034) TCAP (3,80 x 1,43 x 0,92) MCV-U (1,55 x 1,89 x 2,31) MCV-P (1,49 x 2,10x 2,79)	85	1056	-24:10:18,524	-42:42:01,422	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação

SISTEMA ANM	FC-286	4,6 x 4,6 x 6,1	ANM (2,56 x 4,40 x 3,37) BAP (4,99 x 3,59 x 3,99) TREE CAP (1,059 x 1,169 x 0,860) MCV-A (2,31 x 2,31 x 2,47) MCV-U (1,66 x 1,84 x 2,54) MCV-P (2,30 x 2,30 x 2,47)	64	1378	-24:20:04,344	-42:41:54,412	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação
SISTEMA ANM	FC-298	4,6 x 4,6 x 6,1	ANM (2,56 x 4,40 x 3,37) BAP (4,99 x 3,59 x 3,99) TREE CAP (1,059 x 1,169 x 0,860) MCV-A (2,31 x 2,31 x 2,47) MCV-U (1,66 x 1,84 x 2,54) MCV-P (2,30 x 2,30 x 2,47)	64	1358	-24:19:24,201	-42:41:11,090	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação
SISTEMA ANM	KV-82	4,5 x 4,5 x 8,7	ANM (2,74 x 4,28 x 3,89) TCAP (3,35 x 1,95 x 1,84) BAP (4,53 x 4,60 x 3,62) MCV-A (1,44 x 1,82 x 2,83) MCV-P (1,86 x 2,83 x 1,42) MCV-U (1,81 x 2,83 x 1,44)	83	1361	-24:19:27,839	-42:41:19,085	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação
MANIFOLD	MSPG-TBU-01	15,35 x 8,50 x 5,22	15,35 x 8,50 x 5,22	287	1062	-24:10:37,198	-42:42:10,032	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação
MANIFOLD	MSPG-TBU-02	16,49 x 8,50 x 5,22	16,49 x 8,50 x 5,22	243	1062	-24:10:37,745	-42:42:11,198	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação
PLET	PLET-TBU-2	8,63 X 9,00 X 4,95	8,63 X 9,00 X 4,95	32	1260	-24:17:23,128	-42:43:25,363	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação
PLET	PLET-TBU-3	8,63 X 9,00 X 4,95	8,63 X 9,00 X 4,95	32	1260	-24:17:22,242	-42:43:23,872	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação
PLET	PLET-TBU-4	8,63 X 9,00 X 4,95	8,63 X 9,00 X 4,95	32	1060	-24:10:37,395	-42:42:12,299	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação
PLET	PLET-TBU-5	8,63 X 9,00 X 4,95	8,63 X 9,00 X 4,95	32	1063	-24:10:38,893	-42:42:11,225	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação
SISTEMA ANM	VG-120	5,2 x 6,4 x 7,9	ANM (2,48 x 4,19 x 3,74) TCAP (2,13 x 2,17 x 1,62) BAP (3,97 x 4,17 x 5,18) MCV-E (1,42 x 1,75 x 3,39) MCV-S (1,39 x 1,77 x 3,24) MCV-U (1,21 x 1,67 x 2,25)	82	1338	-24:19:22,231	-42:42:18,224	Operante	Equipamento em operação	Equipamento em operação