

Programa de Descomissionamento de Instalações Marítimas

Plataforma e Poços Manati PMNT-1

Versão 0

Dezembro/2024

Sumário

I. Resumo Executivo.....	8
Capítulo 1 - Referência	10
Capítulo 2 - Motivação para o Descomissionamento	12
Capítulo 3 - Inventário das Instalações a Serem Descomissionadas.....	14
3.1 - Poços	15
3.2 - Unidade de Produção Marítima	16
3.2.1 - Descrição da Unidade de Produção Marítima.....	16
3.2.2 - Módulos.....	17
3.2.3 - Sistema de Manutenção de Posição	19
3.3 - Dutos e Umbilicais Submarinos.....	19
3.4 - Demais Equipamentos do Sistema Submarino	21
3.5 - Registros Fotográficos, Mapas e Diagramas.....	22
3.6 - Intervenções em poços	23
3.7 - Materiais, Resíduos e Rejeitos Presentes nas Instalações	24
3.7.1 - Rejeitos Radioativos.....	24
3.7.2 - Produtos Químicos.....	24
3.8 - Materiais, Resíduos e Rejeitos Presentes no Leito Marinho	25
Capítulo 4 - Caracterização e Avaliação das Alternativas de Descomissionamento.....	27
Capítulo 5 – Projeto de Descomissionamento de Instalações.....	30
5.1 - Poços	30
5.2 - Demais Instalações	31
Destinação do Sistema de Sustentação, Plataforma e Risers.....	31
Destinação de Materiais e Resíduos no Leito Marinho.....	32
5.3 - Informações Específicas	34
5.3.1 - Unidade de Produção.....	34
5.3.2 - Procedimentos Operacionais	35

Procedimentos e Análises de Riscos	35
5.4 - Cronograma.....	37
5.5 - Estimativa de custos.....	38
Capítulo 6 - Análises Ambientais e Socioeconômicas	42
6.1 - Caracterização do Meio Físico e Biótico	42
6.1.1 - Análise de Riscos e Avaliação de Impactos Ambientais	52
6.2 - Caracterização do Meio Socioeconômico	52
6.2.1 - Aspectos de Socioeconomia	52
6.2.2 - Avaliação de Impactos Socioeconômicos	52
6.3 - Aspectos de Responsabilidade Social.....	52
6.4 - Inter-Relação com Projetos Continuados	53
Capítulo 7 – Conclusão	56
7.1 - Acompanhamento da Execução do Projeto	56
Capítulo 8 - Responsáveis Técnicos	58
Capítulo 9 - Referências	63

Lista de Anexos

Anexo 1 - Mapa de Localização

Anexo 2 - Diagrama Unifilar

Anexo 3 - Arranjo Submarino

Anexo 4 - Inventário de Poços

Anexo 5 - DUM (Descrição da Unidade Marítima)

Anexo 6 - Arranjo Geral

Anexo 7 - Inventário de Dutos e Equipamentos Submarinos

Anexo 8 - Relatório de Medição Radiométrica

Anexo 9 - Procedimentos Operacionais

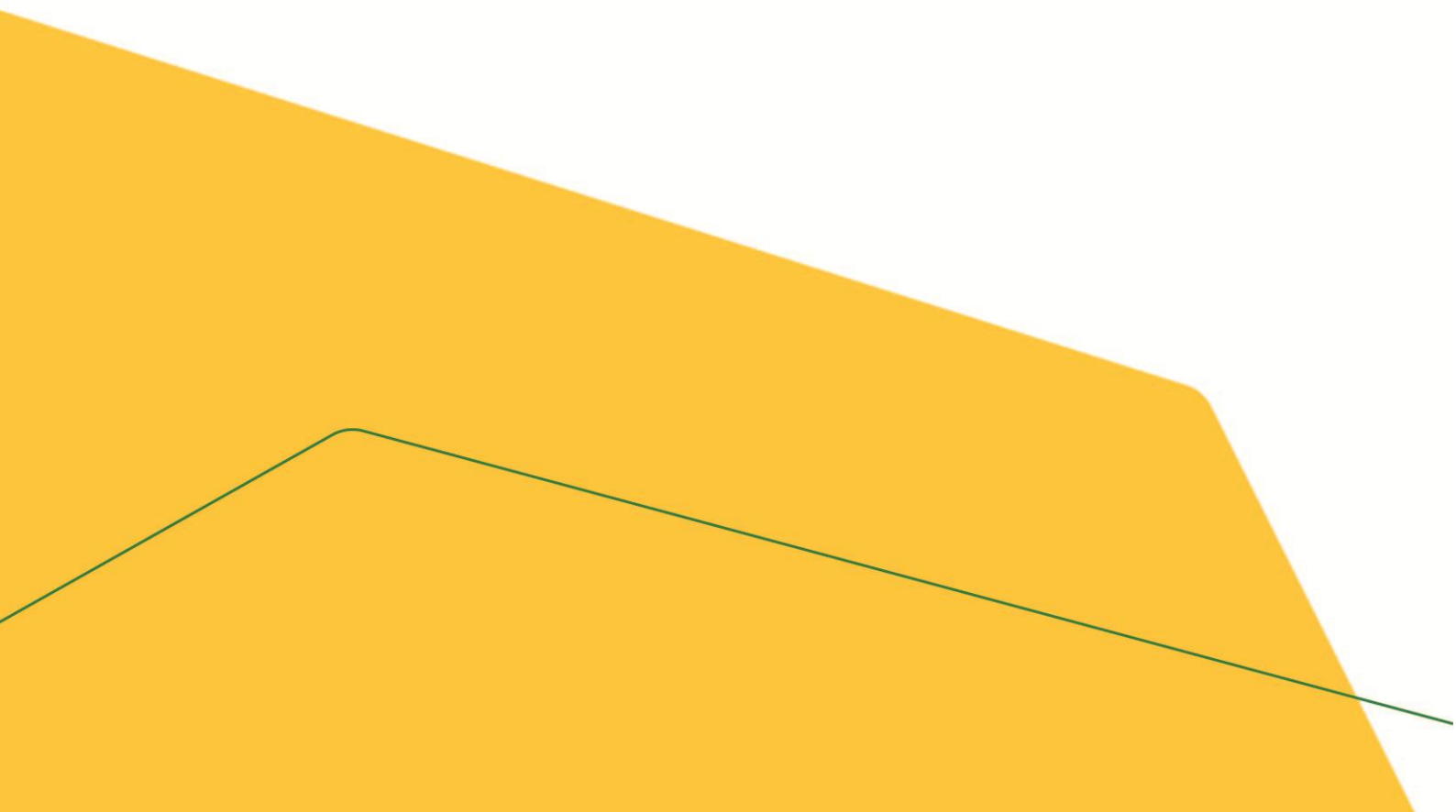
Anexo 10 - Relatório de Responsabilidade Social

Lista de Abreviaturas e Siglas

AIA	Avaliação de Impactos Ambientais
ANM	Árvore de Natal Molhada
ANP	Agência Nacional de Petróleo
APA	Área de Proteção Ambiental
APP	Avaliação Preliminar de Perigos
ASG	Ambiental, Social e Governança
CE	Cabo Elétrico
CR	Criticamente em perigo
CTF	Cadastro Técnico Federal
DUM	Descrição da Unidade Marítima
E&P	Exploração e Produção
EN	Em perigo
EPRD	Engenharia, Preparação, Remoção e Destinação final
ESDV	Válvula Submarina de <i>Shut-down</i> de Emergência
EVF	Estação Vandemir Ferreira
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IBP	Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás
IUCN	União Internacional para a Conservação da Natureza
LDA	Lâmina D'água
LGPD	Leio Geral de Proteção de Dados
LO	Licença de Operação
MMA	Ministério de Meio Ambiente
NORM	<i>Naturally Occurring Radioactive Material</i>
PA	Plataforma Auto Elevatória
PCP	Projeto de Controle da Poluição
PCS	Projeto de Comunicação Social
PDI	Programa de Descomissionamento de Instalações
PEAT	Programa de Educação Ambiental para os Trabalhadores
PG	Produção de Gás
PMAVE	Projeto de Monitoramento de Impactos de Plataformas e Embarcações sobre a Avifauna
PMNT	Plataforma de Manati
PMPD	Plano de Monitoramento Pós-Descomissionamento
PPCEX	Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas
RDI	Relatório de Descomissionamento de Instalações
ROV	<i>Remotely Operated Vehicle</i>
SCOMP	Estação de Compressão
SGIP	Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços
SGSO	Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional das Instalações Marítimas
SGSS	Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional de Sistemas Submarinos
SMS	Segurança, Meio Ambiente e Saúde
SNUC	Sistema Nacional de Unidades de Conservação
TDP	<i>Touch Down Point</i>
UEH	Umbilical Eletro Hidráulico

UMS Unidade de Manutenção e Segurança
UN-BA Unidade de Negócios - Bahia
VU Vulneráveis
CJ Caixa de Junção

Resumo Executivo



I. Resumo Executivo

Este documento apresenta o **Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI) da Plataforma de Manati (PMNT-1)** e poços de completação molhada interligados a essa plataforma, localizada no Campo de Manati, na Bacia de Camamu.

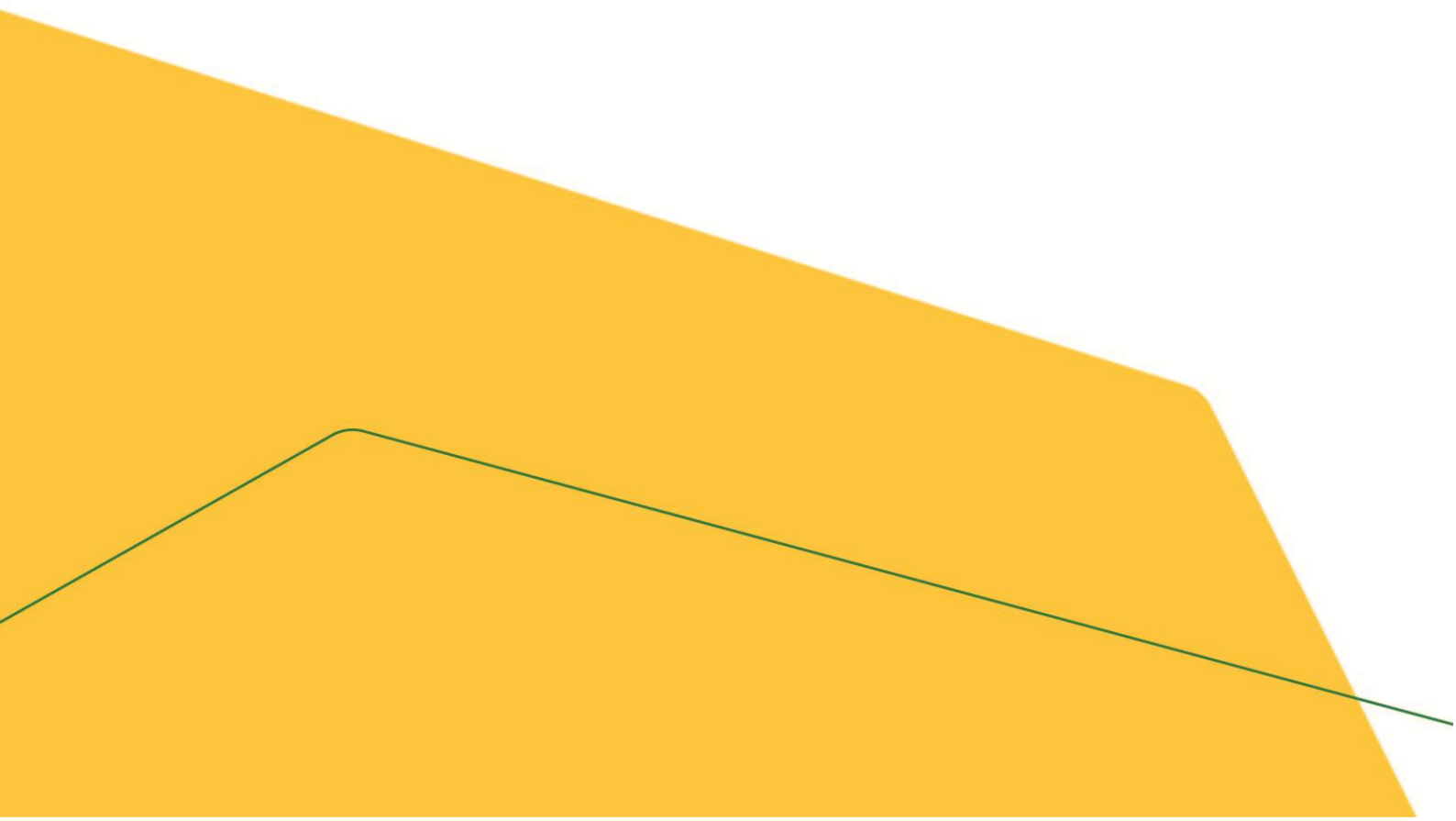
O PDI apresenta as principais informações, procedimentos para as alternativas propostas no projeto de descomissionamento da plataforma e poços de completação molhada de Manati. De forma geral, este documento tem como objetivo apresentar aos órgãos reguladores as seguintes atividades previstas:

- Limpeza das linhas de produção;
- Limpeza do gasoduto PMNT-1/EVF;
- Desconexão dos dutos, umbilicais e cabo elétrico;
- Remoção e destinação do sistema de sustentação, plataforma e *risers*
- Abandono e arrasamento dos poços de completação molhada;

Está previsto, para 2026, o protocolo de um outro PDI abordando os estudos necessários para o descomissionamento dos equipamentos e dutos que fazem parte do sistema submarino, incluindo os procedimentos executivos para cada atividade prevista.

A destinação da plataforma, que será o desmantelamento e reciclagem seguindo diretrizes de destinação sustentável de embarcações, em local ainda a ser definido, prevendo o controle sobre o processo e reforçando as garantias de que a atividade ocorra alinhada às melhores práticas ASG (Ambiental, Social e Governança) da indústria mundial, com foco na geração de valor, sustentabilidade, segurança e respeito às pessoas e ao meio ambiente.

Capítulo 1: Referência



Capítulo 1 - Referência

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

A	Contratado	Consórcio BCAM 40 (Enauta – 45%, Petrobras – 35%, Geopark – 10 % e GBS – 10%)
B	Número do contrato ANP	48000.003518/97-82
C	Área sob contrato	Manati
D	Bacia sedimentar	Camamu
E	Lâmina d'água mínima, média e máxima (m)	37
F	Distância mínima da costa	9,2 km
G	Início da operação	15/01/2007
H	Parada definitiva da produção	31/12/2029
I	Tipo de descomissionamento	Total (com devolução de área) ¹
J	Tipologia de instalações contempladas no PDI	Plataforma fixa tipo jaqueta, <i>risers</i> , poços e ANM
K	Processo de licenciamento no órgão ambiental licenciador	Processo IBAMA nº 02022.000651/2009-13
L	Licença ambiental do empreendimento	Licença de Operação nº 595/2007 Validade: 15/10/2029 Sistema de Produção e Escoamento de Gás Natural e Condensado do Bloco BCAM-40, Campo de Manati, na Bacia de Camamu, Litoral do Estado da Bahia.

¹ Apesar de se tratar de um "descomissionamento total do campo", com previsão de devolução da área, este PDI aborda somente o descomissionamento da plataforma e poços, de modo que o descomissionamento das demais instalações será tratado em outros PDIs.

Capítulo 2:

Motivação para o

Descomissionamento



Capítulo 2 - Motivação para o Descomissionamento

O descomissionamento do Campo de Manati é motivado pelo limite técnico-econômico de exploração no campo, além da decisão da Petrobras de encerramento do processo de desinvestimento em curso de Manati. Após análises de alternativas e condução de estudos realizados pela empresa de consultoria *Gaffney Cline*, contratada pela empresa consorciada Enauta, foi considerado que não existem novos projetos de prospecção para o Campo de Manati.

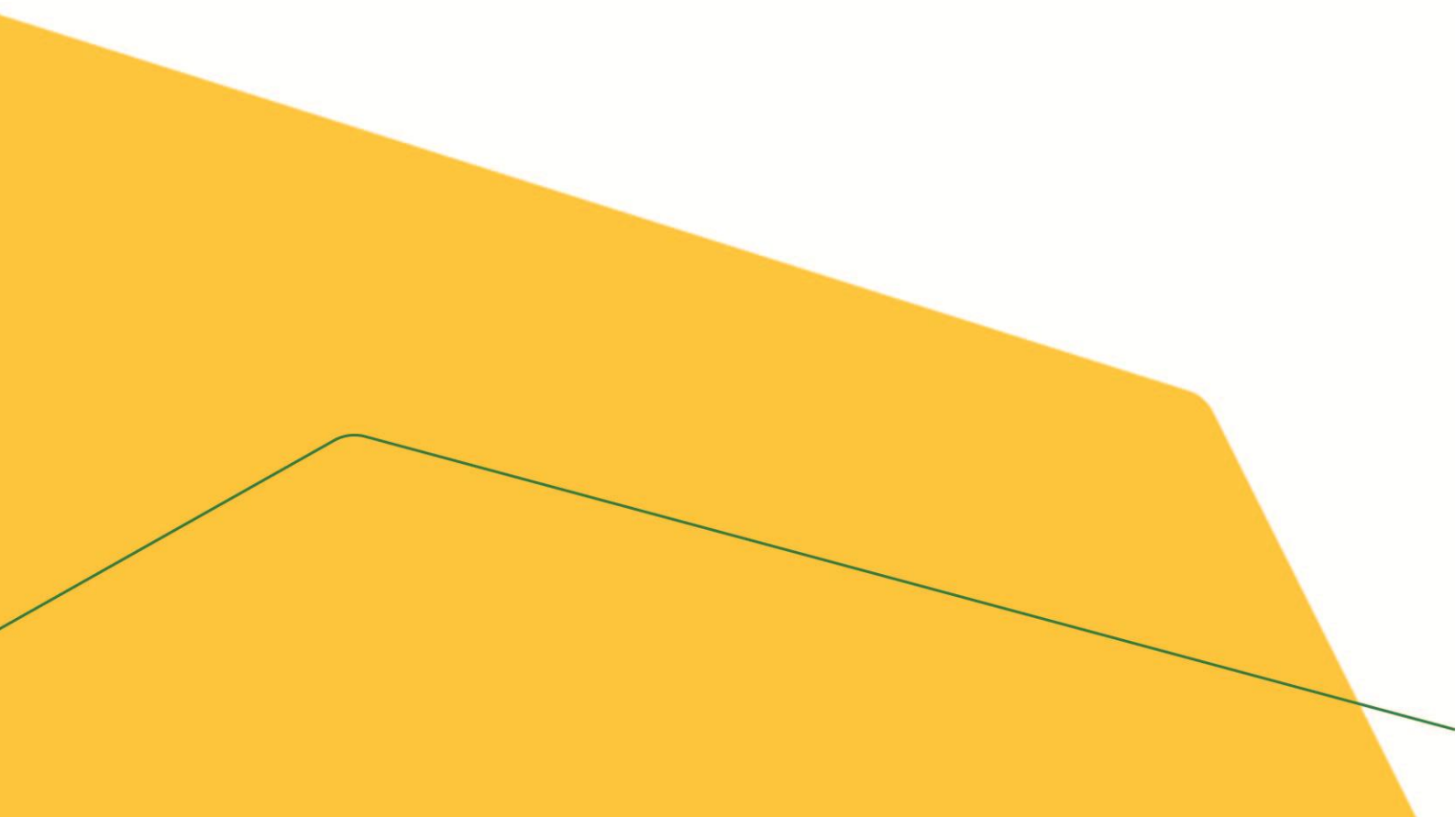
Dentre os projetos avaliados para a continuação da produção no campo, foram considerados:

- Oportunidades exploratórias e de reservatório,
- *Workovers*, adensamento de malha e mudança de método de elevação;
- Novas tecnologias;
- Extensão de vida útil ou substituição de instalações de produção

No entanto, nenhuma das alternativas se mostrou viável para o consórcio BCAM-40, restando apenas o descomissionamento dos poços e a das instalações do campo de Manati.

Capítulo 3:

Inventário das Instalações a Serem Descomissionadas



Capítulo 3 - Inventário das Instalações a Serem Descomissionadas

Este capítulo apresenta a caracterização do sistema de produção marítima do Campo de Manati (Plataforma, poços e sistema submarino) e define o escopo e a descrição detalhada das instalações que fazem parte do escopo desse PDI da plataforma e poços do campo de Manati.

Descrição do Escopo do Projeto de Descomissionamento

O campo de produção de Manati iniciou sua produção em 2007 através de 6 poços de completação molhada interligados a plataforma fixa PMNT-1, que escoar a produção do campo para as instalações terrestres, sendo estas, uma estação de compressão (SCOMP Manati), próximo a chegada do duto em terra, e a estação onde ocorre o processamento primário da produção do campo de Manati, Estação Vandemir Ferreira (EVF).

Dentro deste contexto, o escopo deste PDI compreende:

- Remoção total da plataforma fixa PMNT-1;
- Abandono permanente e arrasamento de 6 poços de completação molhada, com a remoção de suas respectivas ANMs;
- Remoção de 7 *risers* rígidos interligados aos poços e ao gasoduto e 3 *risers* flexíveis conectados à caixa junção, sendo 1 cabo elétrico, 1 umbilical hidráulico e 1 umbilical eletro-hidráulico;

O **Anexo 1** – Mapa de Localização do campo de Manati, o **Anexo 2** – Diagrama Unifilar da plataforma de Manati e o **Anexo 3** – Arranjo Submarino do campo de Manati ilustram os sistemas e as composições de instalações associadas à Manati.

A **Figura 3-1** mostra o esquemático do sistema de produção e escoamento do campo de Manati. Neste projeto, o gasoduto de exportação possui dois trechos submarinos (destacados em azul), um entre a plataforma e a SCOMP (Praia de Guaibim) e outro que passa pela baía de todos os Santos (Salinas de Margarida) até a Ponta do Ferrolho, e dois trechos terrestres (destacados em marrom), um entre a SCOMP e a baía de Todos os Santos e outro da Ponta do Ferrolho até a EVF. O gasoduto, tanto os trechos submarinos, quanto os trechos terrestres serão tratados em outros PDIs que serão protocolados oportunamente.



Figura 3-1: Mapa representativo do sistema de produção do Campo de Manati

3.1 - Poços

Existem 11 poços localizados na área sob o contrato ANP nº 48000.003518/97-82 – Campo de Manati. Deste quantitativo, 6 são poços submarinos de completação molhada em produção e 5 são poços submarinos isolados (não conectados).

As informações detalhadas, conforme solicitado no Anexo III da RANP 817/2020, sobre todos os poços da área da concessão, contendo nome, localização, finalidade, status atual de operação, e as demais características são apresentadas no **Anexo 4 – Inventário de poços da concessão de Manati**. As intervenções previstas para os poços estão descritas no item 3.6.

3.2 - Unidade de Produção Marítima

Este item apresenta as principais características da plataforma de Manati (**Figura 3-2**).



Figura 3-2 - Foto panorâmica da PMNT-1 na sua locação

3.2.1 - Descrição da Unidade de Produção Marítima

A **Tabela 3-1** apresenta as principais características da PMNT-1, relevantes para o seu descomissionamento.

Tabela 3-1: Principais características da PMNT-1.

A	Nome da unidade de produção:	Plataforma de Manati 1
B	Código da unidade de produção:	PMNT-1
C	Classificação da unidade de produção:	Fixa – Jaqueta metálica
D	Proprietário:	Consórcio BCAM-40
E	Operador da instalação:	Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras
F	Data de término do contrato de afretamento	Não Aplicável
G	Ano de Construção e ano de conversão:	2006

H	Massa na condição de descomissionamento (Peso Leve):	1.824 t
I	Calado Máximo:	Não aplicável
J	Áreas sob contrato atendidas pela unidade de produção:	Campo de Manati
K	Profundidade Batimétrica Média (LDA)	37 m
L	Distância da costa:	≈10 km
M	Coordenadas (ANP-4C):	Latitude: -13:29:23,450 Longitude: -38:48:44,710
N	Sistema de escoamento da produção:	Exportação da produção através de gasoduto rígido de 24 polegadas, da PMNT-1 até a EVF.

Outras informações sobre a plataforma, incluindo características físicas, são apresentadas nos **Anexo 5 - DUM (Descrição da Unidade Marítima)** e **Anexo 6 - General Arrangement**.

3.2.2 - Módulos

A plataforma PMNT-1 é formada por 3 módulos: Conveses, Heliponto e *Vent*. No **Anexo 5** é apresentada a última revisão da DUM (Descrição da Unidade Marítima) da plataforma. A DUM contém características físicas e operacionais da plataforma, bem como a descrição dos seus sistemas (ex.: utilidades, movimentação de carga, e exportação). Em complemento ao **Anexo 5**, o **Anexo 6** (Arranjo Geral da PMNT-1) apresenta a indicação das posições dos equipamentos instalados na plataforma.

O *topside* da PMNT-1 é constituído por uma estrutura em pórtico espacial em 4 pernas, medindo em planta 27,40 x 13,60 m, em três níveis, sendo o convés superior medindo em planta 19,00 x 13,60 m, o convés inferior 27,40 x 13,60 m, e um mezanino de 13,50 x 18,10 m (*spider deck*).

O heliponto está localizado na face leste da plataforma e tem dimensões de 17,30 x 17,30 m com três acessos: nas faces norte, sul e leste. Abaixo do heliponto, sobre o convés superior está o módulo de casario com dimensões de 9,00 x 9,60 m.

O convés superior tem dimensões 19,00 x 13,60 m e nele constam, além equipamentos de utilidades, torre de telecomunicação, pau de carga e área adjacente onde foi instalado o

módulo do *vent*, na face sul, afastada de 6,50 m do convés, com dimensões de 4,25 x 3,50m. O casario se encontra neste convés.

O convés inferior tem dimensões 27,40 x 13,60 m e nele se encontra os equipamentos de utilidades e de processo. Entre os conveses superior e inferior há um mezanino para reservatórios e bombas.

O *spider deck* tem dimensões 13,50 x 18,10 m e nele encontra-se as áreas de utilidades, de processo e de carga. Abaixo do *spider deck* está a área de utilidades com dimensões de 6,00 x 6,00m.

O módulo dos conveses tem peso estimado em 599 toneladas, o módulo do *vent* 389 toneladas e o módulo do heliponto e casario, 194 toneladas, totalizando um peso estimado em 1.182 toneladas. A **Figura 3-3** mostra um esquemático da plataforma com seus conveses.

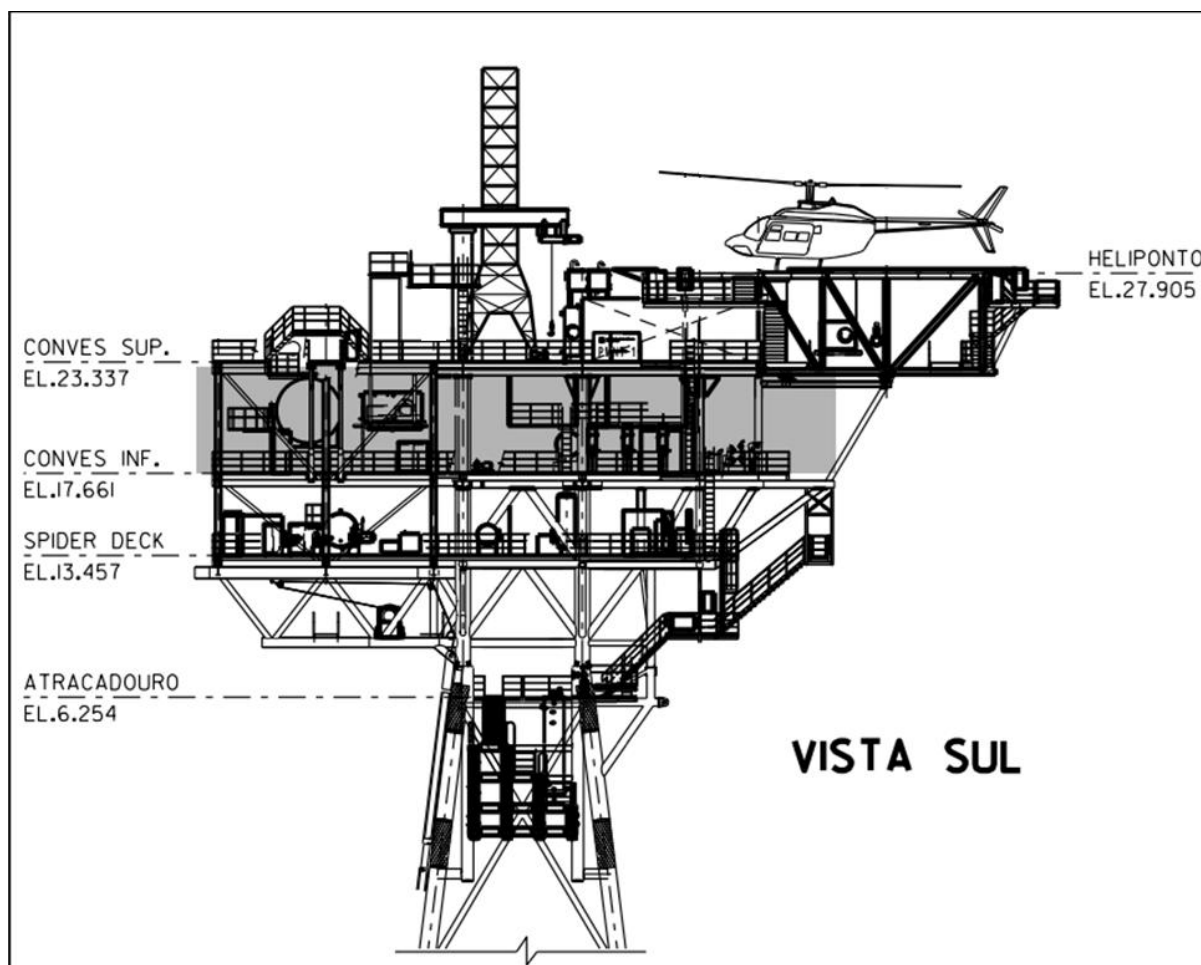


Figura 3-3: Conveses da PMNT-1

3.2.3 - Sistema de Manutenção de Posição

A PMNT-1 não possui sistema de manutenção de posição (sistema de ancoragem) por se tratar de uma plataforma metálica fixa.

Desta forma, o viés abordado nesse item remeterá ao sistema de sustentação da plataforma, que por sua vez é composto por jaqueta metálica apoiada no solo marinho, constituída por elementos tubulares formando um pórtico espacial apoiado nas estacas que passam pelo interior das pernas e são cravadas no solo. A jaqueta (ilustrada na **Figura 3-4**) tem 44,4 m de altura, é constituída por 4 pernas e possui 5 níveis de intertravamento horizontal nas elevações (+) 6.000 mm, (-) 7.700 mm, (-) 15.700 mm, (-) 23.700 mm e (-) 36.500 mm.

A jaqueta de PMNT-1 tem um peso estimado em 642 toneladas. Nesta estimativa está incluso o peso das estacas, dos anodos, do atracadouro e os suportes. O peso da jaqueta considera o peso de projeto somado ao peso das incrustações marinhas estimadas e o peso das estacas considera sua remoção com corte 3 metros abaixo do leito marinho.



Figura 3-4: Foto da Jaqueta da PMNT-1 durante o comissionamento da plataforma (data: 07/05/2006)

3.3 - Dutos e Umbilicais Submarinos

O escoamento da produção dos 6 poços produtores de gás até a plataforma PMNT-1 é realizado através de dutos flexíveis de 6 polegadas e desta plataforma até a Estação de compressão (SCOMP) e desta à Vandemir Ferreira, a exportação do gás é realizada através de um gasoduto rígido, de 24 polegadas com aproximadamente 125 km de extensão, destes, 68 km estão em trechos terrestres e 57 km em dois trechos submarinos, conforme ilustra a **Figura 3-1**.

O sistema de controle dos poços e dosagem de produtos químicos é composto de 1 umbilical hidráulico e 1 cabo elétrico, que interligam a plataforma a uma caixa de junção e, 6 umbilicais eletro-hidráulicos interligados que interligam essa caixa de junção aos poços. Existem também 2 umbilicais eletro-hidráulicos que interligam a plataforma PMNT-1 à válvula submarina de *shut-down* de emergência (ESDV) e à caixa de junção.

A **Tabela 3-2** apresenta o quantitativo de dutos, divididos por tipologia, e de umbilicais que integram o sistema submarino de produção do campo de Manati. O comprimento total das linhas é de aproximadamente 81 km. Somente a destinação dos trechos *risers* destes dutos serão tratadas neste documento.

Tabela 3-2 - Quantitativo total de dutos do sistema submarino de produção do Campo de Manati

TIPO	FUNÇÃO	COMPRIMENTO(m)	
Flexíveis	PG	11.651	23.649
	UEH	11.863	
	CE	135	
Rígidos	PG	302	57.583
	GASODUTO	57.281	
TOTAL		81.232	

(PG: Produção de Gás, UEH: Umbilical Eletro Hidráulico, CE: Cabo elétrico)

Os trechos *risers* dos dutos de produção de gás são rígidos, e estão fixados na jaqueta por meio de abraçadeiras, conforme ilustra a **Figura 3-5**.



Figura 3-5: Detalhe de fixação dos risers rígidos

O inventário completo dos dutos flexíveis e umbilicais, contendo as informações solicitadas no Anexo III da RANP nº 817, é apresentado no **Anexo 7 – Inventário de Dutos e Equipamentos Submarinos**, onde são exibidas as condições atuais das linhas conectadas

e descreve as características das linhas flexíveis de coleta, e gasoduto que compõem o sistema de produção do Campo de Manati.

3.4 - Demais Equipamentos do Sistema Submarino

O sistema de produção do campo de Manati possui 2 equipamentos submarinos:

- Uma válvula automática de emergência (ESDV), de 24 polegadas, instalada no gasoduto 24" PMNT-1/EVF, próxima a plataforma PMNT-1;
- Uma caixa de junção, que recebe da PMNT-1 um cabo elétrico e um umbilical hidráulico de 60 funções, e distribui fluidos e energia para 7 umbilicais eletro-hidráulicos de 9 funções e cabo elétrico.

Ressalta-se que o descomissionamento desses equipamentos não fazem parte do escopo deste documento. No momento oportuno será encaminhado outro PDI contemplando as estruturas e equipamentos submarinos.

A **Figura 3-6** ilustra a disposição esquemática do sistema de escoamento da produção do campo, para fins de entendimento.

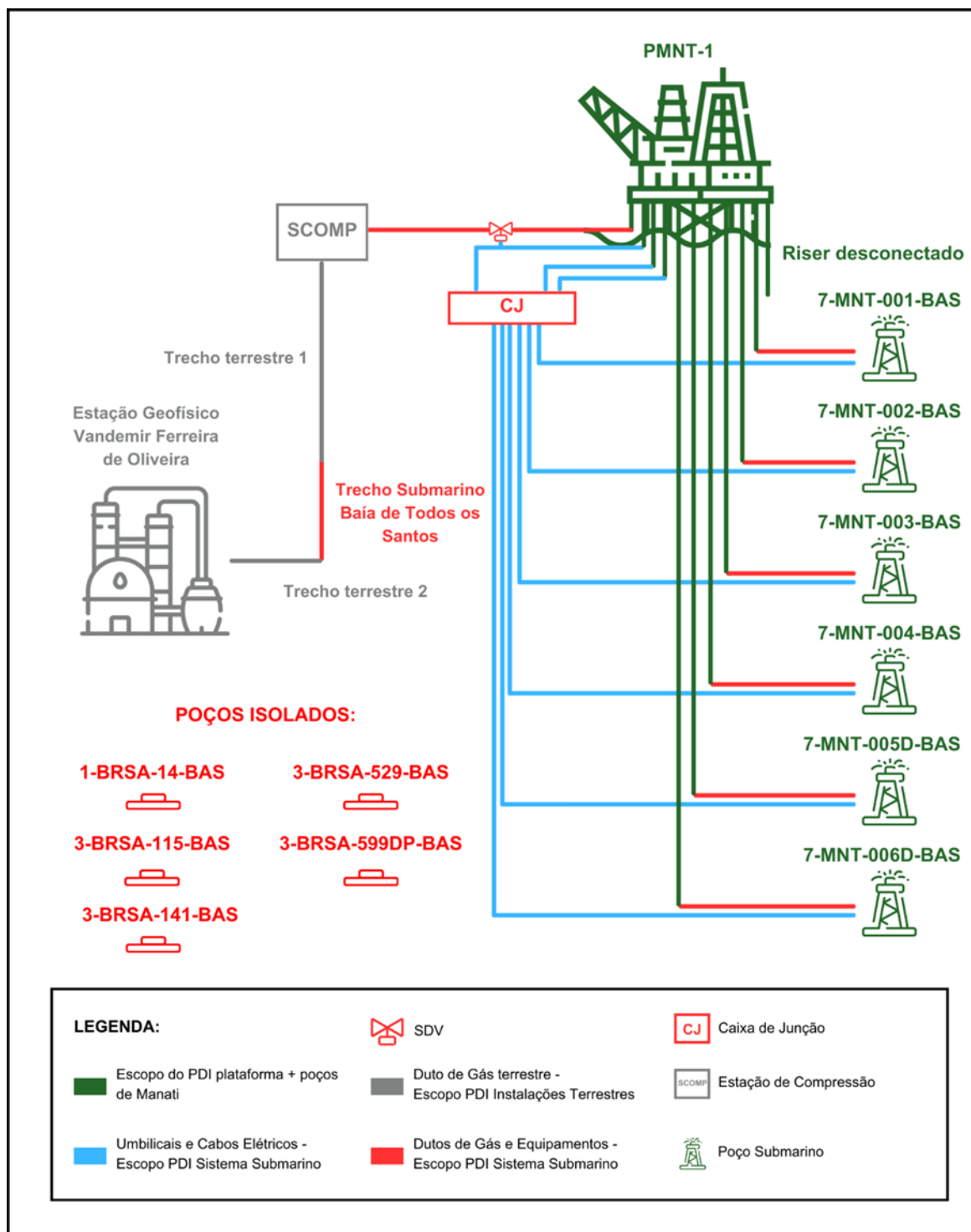


Figura 3-6 - Esquemático do Sistema de Produção e Escoamento da PMNT-1.

3.5 - Registros Fotográficos, Mapas e Diagramas

a) Os registros fotográficos das instalações de produção, objetos do descomissionamento, atualizados, com a respectiva identificação da data de captação das imagens, estão dispostos ao longo desse documento, conforme os temas pertinentes.

b) Os mapas, dados e informações georreferenciados, com indicação da localização de todas as instalações de produção existentes na área de descomissionamento, destacando-se aquelas que são alvo do PDI, estão expostas nos arquivos *shapefile*, conforme padrão ANP4C, anexados às cartas de encaminhamento deste PDI à ANP.

c) O diagrama unifilar de interligação das instalações de produção existentes na área de descomissionamento da PMNT-1 está exposto no **Anexo 2**.

3.6 - Intervenções em poços

Abandono permanente e arrasamento a ser realizado

Todos os poços do campo de Manati ficarão com o *status* de arrasados após o término das atividades de descomissionamento previstas neste PDI.

As intervenções de abandono permanente e arrasamento 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), e o “Caderno de Boas Práticas de E&P – Diretrizes para Abandono de Poços”, elaborado pelo Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP).

Conforme descrito no **item 3.1**, o campo de Manati possui 11 poços submarinos, dos quais 6 encontram-se equipados com completação molhada, estão em produção, e passarão pelo processo de abandono permanente e arrasamento.

Os outros 5 poços submarinos se encontram isolados (não conectados) e irão passar por inspeções submarinas para confirmação das condições reais. Caso sejam necessárias, serão realizadas operações de abandono e arrasamento e serão abordados no próximo documento que irá tratar do sistema submarino.

A descrição detalhada da intervenção de abandono permanente e arrasamento dos poços em produção será tratada no **item 5.3.2** na **Fase I**.

3.7 - Materiais, Resíduos e Rejeitos Presentes nas Instalações

Este capítulo apresenta informações sobre a presença de NORM (*Naturally Occurring Radioactive Material*), fontes radioativas, produtos químicos, materiais, resíduos e rejeitos a bordo da PMNT-1.

3.7.1 - Rejeitos Radioativos

Foi realizado levantamento radiométrico em trechos de tubulação da planta, *risers* e equipamentos de superfície na plataforma PMNT-1 em 23/09/2019 (**Anexo 8 – Relatório de Medição Radiométrica**). Os resultados deste levantamento indicam que os locais onde foram realizadas as medições são considerados como área livre da presença de materiais radioativos de ocorrência natural (NORM), conforme limites definidos na Norma CNEN NN 3.01 – Diretrizes básicas de proteção radiológica e Posição Regulatória 3.01/004:2011.1 – Restrição de dose, níveis de referência ocupacionais e classificação de áreas.

A plataforma PMNT-1 e o sistema submarino de Manati não possuem equipamentos e/ou instrumentos com fontes radioativas.

3.7.2 - Produtos Químicos

A **Tabela 3-3** lista os produtos químicos que atualmente se encontram a bordo da PMNT-1, indicando também quais deles serão removidos durante o descomissionamento da plataforma. A quantidade do produto indicada na tabela é referente a capacidade máxima de armazenamento desses produtos, e sua manutenção e quantidades a bordo podem ser alterados conforme necessidade operacional.

Tabela 3-3: Volume dos reservatórios de produtos químicos de PMNT-1

Plataforma	Identificação	Função	Volume (L)	Composição Estimada	Será mantido até o final do Projeto? (S/N)	Será mantido para a Navegação ? (S/N)
PMNT-1	OCEANIC HW525P	Fluido hidráulico	2279	Etileno Glicol 20 - 30% (base água)	S	N
	GUARDIAN OG 288B	Inibidor de corrosão	6000	Solvente alcoólico	S	N
	HIPOCLORITO	Desinfetante	6000	Hipoclorito de sódio em solução aquosa	S	N
	DIESEL MARÍTIMO	Combustível da BCI e gerador de emergência	8020	Óleo diesel	S	N

3.8 - Materiais, Resíduos e Rejeitos Presentes no Leito Marinho

Além dos equipamentos e dutos descritos nos itens anteriores, há o registro de um conjunto de ancoragem composto por 3 boias, 3 âncoras e 3 trechos de amarras próximo à localidade da plataforma.

Durante as operações de descomissionamento, as quais serão acompanhadas por ROV (*Remotely Operated Vehicle*), serão registradas informações (ex.: LDA, coordenadas, composição e dimensões / massa estimadas) sobre esse conjunto e demais materiais e resíduos (comumente denominados “sucatas”) presentes no leito marinho.

Essas informações serão utilizadas para subsidiar o planejamento e execução de remoção dessas estruturas. Destaca-se que, complementarmente às informações obtidas durante as operações de descomissionamento, também poderão ser realizadas inspeções específicas para mapeamento de “sucatas” no leito marinho.

Capítulo 4:

Caracterização e Avaliação da Alternativas de Descomissionamento



Capítulo 4 - Caracterização e Avaliação das Alternativas de Descomissionamento

Este capítulo apresenta as alternativas de descomissionamento (destinação final), propostas pela PETROBRAS, para a plataforma PMNT-1, poços e risers rígidos conectados à jaqueta, considerando o detalhamento das alternativas de descomissionamento por instalação e o estudo comparativo das alternativas de descomissionamento, apresentados na **Tabela 4-1** a seguir (itens 4.a e 4.b da RANP 817/2020). Os dutos e equipamentos submarinos que compõem o sistema de produção do campo de Manati serão abordados em outro PDI, que será protocolado em momento posterior, bem como apresentado um documento específico para os dutos e instalações terrestres.

Tabela 4-1: Alternativas de Descomissionamento

Estrutura do Sistema de Produção	Alternativas de descomissionamento avaliadas	Detalhamento das alternativas propostas	Alternativa de descomissionamento proposta
Poços Submarinos em Produção	Abandono permanente, com remoção do "Conjunto ANM" e arrasamento da cabeça de poço a 3 metros de profundidade.	O arrasamento será realizado por sonda do tipo PA (Auto-elevatória), como parte da intervenção para abandono permanente do poço, a 3 metros abaixo do leito marinho. Conforme preconiza o item 3.4-a do Anexo I da RANP nº 817/2020.	A alternativa de descomissionamento que será aplicada é o abandono permanente, com remoção do "Conjunto ANM" e arrasamento da cabeça de poço a 3 metros abaixo do leito marinho.

Estrutura do Sistema de Produção	Alternativas de descomissionamento avaliadas	Detalhamento das alternativas propostas	Alternativa de descomissionamento proposta
Plataforma e risers	Remoção total da plataforma (jaqueta + topside) e risers, com transporte para terra, para desmantelamento e reciclagem dos resíduos.	<p>Até o momento não foram encontrados impeditivos técnicos ou ambientais para a execução da remoção integral da plataforma de Manati (<i>topside</i> + jaqueta) e dos <i>risers</i> rígidos conectados à jaqueta.</p> <p>Se for tecnicamente possível realizar o corte interno das estacas da jaqueta, este será executado a 3 metros abaixo do leito marinho. Caso essa operação seja de complexidade muito elevada, ou até mesmo tecnicamente inviável, será efetuado o corte externo no nível do leito marinho (ou em profundidade de até aproximadamente 50 cm), visando evitar os impactos ambientais associados à dragagem do solo até o nível de 3 metros de profundidade.</p>	<p>A alternativa de descomissionamento proposta é a remoção integral da plataforma (jaqueta + topside) e <i>risers</i>, com transporte para terra, para desmantelamento e reciclagem dos resíduos.</p> <p>O corte das estacas da jaqueta será realizado a 3 metros de profundidade em caso de corte interno. Em caso de necessidade de emprego do corte externo, ele será realizado no nível do leito marinho ou com uma profundidade de até aproximadamente 50 cm.</p>

Capítulo 5: Projeto de Descomissionamento de Instalações



Capítulo 5 – Projeto de Descomissionamento de Instalações

O objetivo deste capítulo é apresentar o Projeto de Descomissionamento de Instalações previstos neste PDI, a partir das alternativas selecionadas por instalação indicados no capítulo anterior.

5.1 - Poços

Todos os poços do campo de Manati ficarão na condição de arrasados após a execução das intervenções previstas neste PDI, sendo assim não está prevista a permanência de nenhum equipamento no leito marinho. As informações completas, conforme previsto na RANP 817/2020, sobre todos os poços da concessão de Manati estão presentes no **Anexo 4 (Inventário de poços)**.

Ressalta-se que 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” elaborado pelo Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IPB), 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 da concessão.

O arrasamento dos poços submarinos interligados à PMNT-1 (produtores de gás) será realizado a 3 metros abaixo do leito marinho, conforme as diretrizes do Regulamento Técnico de Descomissionamento de Instalações de Exploração e de Produção, Anexo I da Resolução 817/2020. Todavia, se não for tecnicamente possível realizar o corte interno a 3 metros abaixo do leito marinho (conforme Resolução 817/2020), será efetuado o corte externo no nível do leito marinho (ou em profundidade de até aproximadamente 50 cm).

Para os 5 poços que se encontram isolados estão previstas inspeções submarinas para confirmação das condições reais. Caso sejam necessárias, serão realizadas operações de arrasamento. Se for tecnicamente possível realizar o corte interno o arrasamento este será executado a 3 metros abaixo do leito marinho (conforme Resolução 817/2020). Caso essa operação seja de complexidade muito elevada, ou até mesmo tecnicamente inviável, será efetuado o corte externo no nível do leito marinho (ou em profundidade de até aproximadamente 50 cm), visando evitar os impactos ambientais associados à dragagem do solo até o nível de 3 metros de profundidade.

5.2 - Demais Instalações

Este capítulo apresenta a alternativa de descomissionamento (destinação final) dos sistemas de sustentação, condutores dos poços, *risers* e plataforma proposta pela Petrobras neste Programa de Descomissionamento.

As informações referentes aos materiais, resíduos e rejeitos localizados na área circunvizinha à jaqueta (leito marinho) e aos poços serão tratadas nesse documento. Os demais materiais, resíduos e rejeitos presentes nas áreas adjacentes aos dutos serão tratados num próximo documento.

De forma geral, para cada instalação inserida no PDI está descrita:

5.2.a) a alternativa de descomissionamento selecionada;

5.2.b) as 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 de forma específica para cada instalação.

Destinação do Sistema de Sustentação, Plataforma e Risers.

Conforme descrito no **item 4** deste PDI, a Petrobras propõe a remoção total dos *risers* e do conjunto formado pelo sistema de sustentação (jaqueta) e plataforma (*topside*), em atendimento ao item 3.4.C do Anexo I da Resolução ANP nº 817/2020. As estruturas removidas seguirão para alienação e desmantelamento em terra, em local com instalações apropriadas para esta atividade, em seguida terão a destinação final ambientalmente adequada, conforme descrito no **item 5.3.2**. Resíduos e sucatas gerados durante o processo serão encaminhados para reciclagem e/ou destinação ambientalmente adequada, atendendo ao plano de gerenciamento de resíduos da Petrobras, além das diretrizes dispostas na lei que estabelece a Política Nacional de Resíduos Sólidos.

Em relação aos *risers* interligados à plataforma (rígidos, umbilicais e cabo elétrico), estes serão removidos integralmente junto com a estrutura da jaqueta, após desconexão através de corte ou destorqueamento na região do *Touch Down Point* (TDP). Estas operações poderão ser realizadas preferencialmente com o uso de ROV, ou mergulhadores. O içamento dos *risers* ocorrerá de modo concomitante ao processo de içamento da jaqueta.

Não será necessária a desmontagem dos *risers*, pois eles serão transportados juntamente com a jaqueta, e terão o mesmo destino final.

Destinação de Materiais e Resíduos no Leito Marinho

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

- Estruturas com qualquer uma de suas dimensões superior a 1 m dentro de um raio de 100 m da Plataforma e dos poços de Manati;

Destaca-se que será apresentado no RDI (Relatório de Descomissionamento de Instalações) o quantitativo de materiais e resíduos no leito marinho ("sucatas") que se enquadrarem no critério supracitado e para os quais for viável a remoção por ROV. Caso alguma destas "sucatas" eventualmente não possa ser removida (cenário considerado como exceção), em decorrência de limitações técnicas ou por algum aspecto de risco operacional / ambiental, a justificativa (com evidências) para isso será apresentada neste relatório.

5.2.c) infraestrutura necessária para a execução das atividades de descomissionamento (tais como embarcações a serem utilizadas e bases de apoio às atividades);

Para as atividades de abandono e arrasamento dos poços está prevista a utilização de uma sonda do tipo Plataforma Auto Elevatória (PA), assim como embarcações de apoio, como rebocadores.

Para as atividades de remoção da plataforma estão previstas utilizações de embarcações com guindaste, além de embarcações de apoio como rebocadores, para auxílio ao posicionamento da embarcação guindaste e balsas de serviço, assim como no auxílio para carregamento e transporte das estruturas ao porto de destino.

As estruturas serão enviadas para uma base portuária, que será definida, em momento oportuno, após a conclusão dos processos de contratação das empresas responsáveis pelas operações. A destinação final será realizada de forma ambientalmente adequada de acordo com as melhores práticas e tecnologias disponíveis.

As embarcações que poderão ser utilizadas no descomissionamento da plataforma poços do campo de Manati 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 necessite trabalhar nesse projeto e não esteja anuída no processo citado, a devida anuência será solicitada ao órgão ambiental e os projetos ambientais PCP e PEAT também serão implementados.

Neste sentido, o PEAT a ser implementado seguirá as diretrizes estabelecidas na Nota Técnica nº 5/2020/COPROD/CGMAC/DILIC, emitida em 01/07/2020.

Por fim, a relação das embarcações utilizadas no Projeto de Descomissionamento da Instalação 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 está contemplada nos itens anteriores (**5.2.a** e **5.2.b**).

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

O detalhamento quanto aos locais de armazenamento temporário será oportunamente fornecido após a conclusão dos processos de contratação das empresas executoras dos procedimentos, em locais com as devidas licenças ambientais necessárias.

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

O sistema de sinalização noturna da PMNT-1 encontra-se operacional atualmente. Além disso, durante toda atividade de remoção da unidade de produção, a embarcação e/ou recurso que executará o descomissionamento também possuirá sistema de sinalização aos navegantes no local da unidade.

5.3 - Informações Específicas

5.3.1 - Unidade de Produção

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

A necessidade de atividades de desmontagem e retirada dos equipamentos será avaliada pela empresa vencedora do contrato EPRD, ainda a ser definida. As atividades relacionadas à desmontagem e retirada de equipamentos são consideradas como preparatórias para remoção das plataformas, e caso seja necessário executá-las na locação, a empresa responsável irá realizar as atividades com base na avaliação da integridade e segurança operacional.

A Petrobras está ciente de que a contratação de recursos não exime a empresa de suas obrigações de descomissionamento, permanecendo responsável perante os órgãos reguladores pelas atividades realizadas pela contratada. Portanto, todas as etapas e atividades desempenhadas pela contratada serão fiscalizadas pela Petrobras, de forma a garantir o cumprimento dos requisitos e compromissos do licenciamento ambiental.

Embora a Petrobras defina as premissas gerais, condições técnicas e detalhamento da execução das atividades, estas serão definidas pelo projeto de engenharia a ser elaborado pela empresa contratada e aprovado pela Petrobras.

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

Conforme descrito no item 5.3.1.a, não há previsão de desmantelamento, desinstalação ou retirada de equipamentos em ambiente *offshore*. Caso seja necessário a remoção e retirada de equipamentos antes da remoção da plataforma, a rota para o desembarque será apresentada em momento oportuno, de posse do plano de navegação da embarcação de apoio dedicada a essa atividade.

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 a operação de despressurização de poços e dutos deverá ser mantido operacional o sistema de *vent* da plataforma. Os sistemas de segurança e salvatagem deverão estar

adequados à situação operacional e aos procedimentos a serem executados no condicionamento das instalações.

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

Poderá ser necessário o embarque de equipamentos, como por exemplo bombas para limpezas de dutos e/ou Unidade Geradora de Nitrogênio para realização de atividades de descomissionamento.

5.3.2 - Procedimentos Operacionais

Procedimentos e Análises de Riscos

Este Projeto de Descomissionamento atenderá as 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), do “Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional de Sistemas Submarinos – SGSS” (Resolução ANP nº 41/2015) e do “Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços – SGIP” (Resolução ANP nº 46/2016).

De forma geral, o referido projeto será executado em 10 fases, conforme relacionado a seguir, e serão detalhadas no **Anexo 9 – Procedimentos Operacionais**.

- **FASE A:** FECHAMENTO DOS POÇOS E PARADA DE PRODUÇÃO;
- **FASE B:** LIMPEZA DAS LINHAS DE PRODUÇÃO E UMBILICAIS DOS POÇOS;
- **FASE C:** DESPRESSURIZAÇÃO, DRENAGEM E LIMPEZA DE EQUIPAMENTOS E TUBULAÇÕES DO SISTEMA DE PRODUÇÃO;
- **FASE D:** LIMPEZA DO GASODUTO PMNT-1/EVF;
- **FASE E:** DESCONEXÃO DE DUTOS, UMBILICAIS E CABO ELÉTRICO;
- **FASE F:** REMOÇÃO E TRANSPORTE DE PRODUTOS QUÍMICOS;
- **FASE G:** REMOÇÃO E DESTINAÇÃO DO SISTEMA DE SUSTENTAÇÃO, PLATAFORMA E RISERS RÍGIDOS;
- **FASE H:** DESTINAÇÃO DE MATERIAIS, RESÍDUOS E REJEITOS PRESENTES NAS INSTALAÇÕES;

FASE I: ABANDONO PERMANENTE E ARRASAMENTO DOS POÇOS DE COMPLETAÇÃO MOLHADA;

5.4 - Cronograma

CRONOGRAMA PARA DESCOMISSIONAMENTO DAS INSTALAÇÕES MARÍTIMAS DO CAMPO DE MANATI																		
ATIVIDADES	2025		2026		2027		2028		2029		2030		2031		2032		2033	
	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
Aprovação do projeto pelos órgãos (ANP, IBAMA e Marinha do Brasil)																		
Fechamento dos poços produtores e parada de produção																		
Limpeza de dutos																		
Desconexão submarina dos risers dos dutos e linhas da plataforma																		
Processo de Contratação (Modelo EPRD)																		
Projeto de Engenharia e Preparação para Descomissionamento																		
Remoção da plataforma																		
Abandono permanente e arrasamento dos poços																		
Desmantelamento das estruturas e disposição final																		
Protocolar Relatório Final de Desativação das Instalações																		

Figura 5-1: Cronograma de Descomissionamento da PMNT-1

5.5 - Estimativa de custos

Por serem informações confidenciais, as estimativas de custos relacionadas às atividades de descomissionamento descritas nesse PDI serão enviadas junto a seu processo para a ANP, conforme previsto na Resolução ANP nº 817/2020.

Capítulo 6:

Estudos e Planos

Associados

A large, abstract yellow shape in the bottom left corner of the page, resembling a stylized mountain or a large 'L' shape.

Capítulo 6 – Estudos e Planos Associados

Este capítulo apresenta informações sobre estudos, análises e planos, já realizados ou que ainda serão elaborados, para subsidiar o Projeto de Descomissionamento do PMNT-1.

6.1 - *Memorial Descritivo do Projeto de Auxílio à Navegação*

Os auxílios à navegação da plataforma serão mantidos pela Petrobras e a sinalização das embarcações que participam das operações de descomissionamento deverão ser previamente tratadas, conforme a NORMAM-17/DHN.

6.2 - *Plano de Monitoramento Pós-Descomissionamento - PMPD*

O Plano de Monitoramento Pós-Descomissionamento (PMPD) será apresentado após o PDI que irá tratar do Sistema Submarino do Campo de Manati cujo protocolo está previsto para 2026.

Capítulo 7:

Análises Ambientais

Responsabilidade Social



Capítulo 7 - Análises Ambientais e Responsabilidade Social

Este capítulo apresenta a caracterização dos meios físico e biótico nos quais estão inseridas as instalações que integram o Projeto de Descomissionamento da Plataforma de Manati.

7.1 - Caracterização do Meio Físico e Biótico

Meio Físico – Localização

Conforme já apresentado em capítulos anteriores, a PMNT-1 está localizado no campo de Manati, na Bacia de Camamu, a uma distância de aproximadamente 9,23 km da costa do Município de Cairu, Bahia, em LDA média de 37 m (**Figura 7-1**).

O **Anexo 1** contém o mapa de localização da PMNT-1

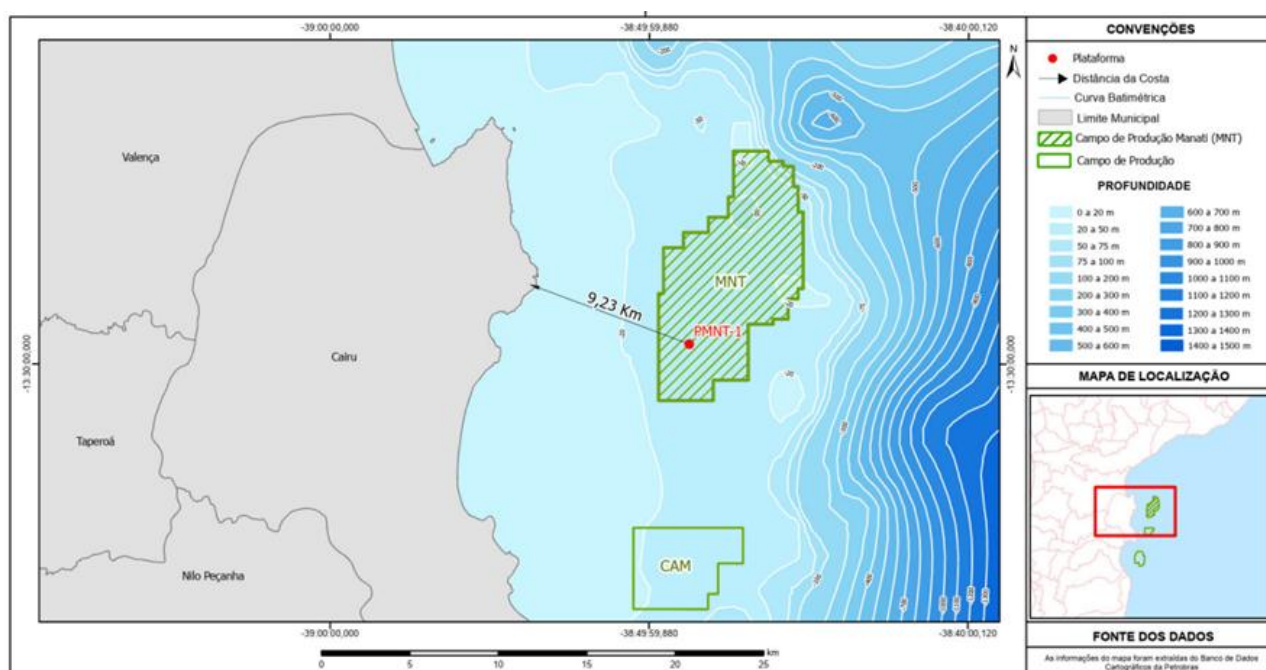


Figura 7-1: Mapa de localização do campo Manati.

A Bacia de Camamu é uma bacia sedimentar, predominantemente marinha, com uma pequena porção de planície costeira emersa. Ela se estende até 3.000 m de profundidade, cobrindo uma área de 16.500 km². Limita-se ao norte com as Bacias de Jacuípe e Recôncavo, e ao sul com a Bacia de Almada. Seus limites leste e oeste são incertos, mas o limite leste é presumido até a crosta continental e o oeste é alinhado subparalelamente ao meridiano de 39°W.

Alguns estudos sobre os tipos de sedimentos e de fundos, relativos a diversas campanhas oceanográficas na plataforma continental na costa do Estado da Bahia, mostram o predomínio de sedimentos com granulometria nas frações areias e lama (silte e argila), (COUTINHO e KEMPF, 1972; KEMPF, 1972; MILLIMAN et al.; 1972; FRANCISCONI et al. 1974). Construções carbonáticas ocorrem desde Salvador, em direção ao sul, aparecendo areia ortoquartzítica associada a biodetritos, à saída da baía de Todos os Santos FRANCISCONI et al. (op. cit.). A ocorrência de sedimentos carbonáticos é expressa nos altos percentuais de carbonatos presentes nos sedimentos, que variam seus teores entre 75 e 90% (MILLIMAN et al., op. cit.).

Meio Biótico – Cetáceos

No Brasil há 37 espécies de cetáceos, sendo 8 Mysticetos (baleias com cerdas) e 29 Odontocetos (botos, golfinhos e baleias com dentes). O comportamento dos cetáceos varia, com algumas espécies migratórias, como as baleias-jubarte (*Megaptera novaeangliae*) e baleia-franca-austral (*Eubalaena australis*), que migram próximas à costa, enquanto as baleias-azul (*Balaenoptera musculus*) e baleias-fin (*B. physalus*) realizam migrações em águas mais profundas. Além de e outras residentes e costeiras como o boto-cinza (*Sotalia guianensis*), ou espécies cosmopolitas com hábitos também oceânicos, como o golfinho-nariz-de-garrafa (*Tursiops truncatus*).

Diversas espécies de cetáceos já foram observadas no litoral do Estado da Bahia (**Quadro 7.3-I**). Dentre essas, as duas espécies mais facilmente encontradas na área de estudo estão a baleia-jubarte (*Megaptera novaeangliae*), que pode ser vista bem perto da costa de Salvador e adjacências, entre os meses de junho e dezembro, e os botos-cinza, que são comuns o ano todo, tendo a barra do Paraguaçu e a baía de Todos os Santos como locais de preferência (MAIA-NOGUEIRA et al., 2000a). O *S. guianensis* está classificada, pela União Internacional para a Conservação da Natureza (IUCN, 2017), como “Quase ameaçado” de extinção. Enquanto na lista nacional de espécies ameaçadas de extinção, segundo portaria do Ministério de Meio Ambiente (MMA) nº 148/2022, o boto-cinza é classificado como “Vulnerável”.

A PMNT-1 está localizada em área delimitada como “Relevante para Proteção Ambiental”, conforme pode ser observado na **Figura 7-2**, por ser um local de reprodução de grandes cetáceos, sendo caracterizada pela zona nerítica entre Salvador e Mucuri.



Figura 7-2: Área de reprodução de grandes cetáceos (*Megaptera novaeangliae*).

Meio Biótico – Tartarugas Marinhas

As tartarugas marinhas são animais com grande capacidade migratória, possuindo mecanismos de orientação que permitem retornar sempre à praia de origem para desovar. Quelônios marinhos podem ser incluídos na categoria dos animais migradores mais bem sucedidos, se deslocando frequentemente por milhares de quilômetros entre suas áreas de reprodução e alimentação. As características de navegação das tartarugas podem variar tanto entre as populações quanto entre os seus estágios de vida.

No litoral da bacia de Camamu ocorrem cinco espécies de tartarugas marinhas: a tartaruga-cabeçuda (*Caretta caretta*), a tartaruga-verde (*Chelonia mydas*), a tartaruga-oliva (*Lepidochelys olivacea*), a tartaruga-de-pente (*Eretmochelys imbricata*), e a tartaruga-de-couro (*Dermochelys coriacea*) (MARCOVALDI et al., 2011). As quatro primeiras possuem hábito de vida costeiro e oceânico, e a última tem preferência por habitar regiões oceânicas (MMA, 2014). Existem registros de desovas, principalmente das espécies *Caretta caretta* e *Eretmochelys imbricata*, e também das espécies *Chelonia mydas* e *Lepidochelys olivacea*.

(SANCHES, 1999) nas proximidades da bacia de Camamu, porém a área próxima ao Campo de Manati não é considerada como prioritária para desova (**Figura 7-3**).

De acordo com a Lista Vermelha de Espécies Ameaçadas da União Internacional para a Conservação da Natureza (IUCN) o status de conservação global da *C. caretta*, *L. olivacea* e *D. coriacea* estão classificadas como “Vulneráveis” (VU), enquanto a *C. mydas* é classificada como “Em perigo” de extinção (EN), e a *E. imbricata* é considerada “Criticamente em perigo” de extinção (CR).

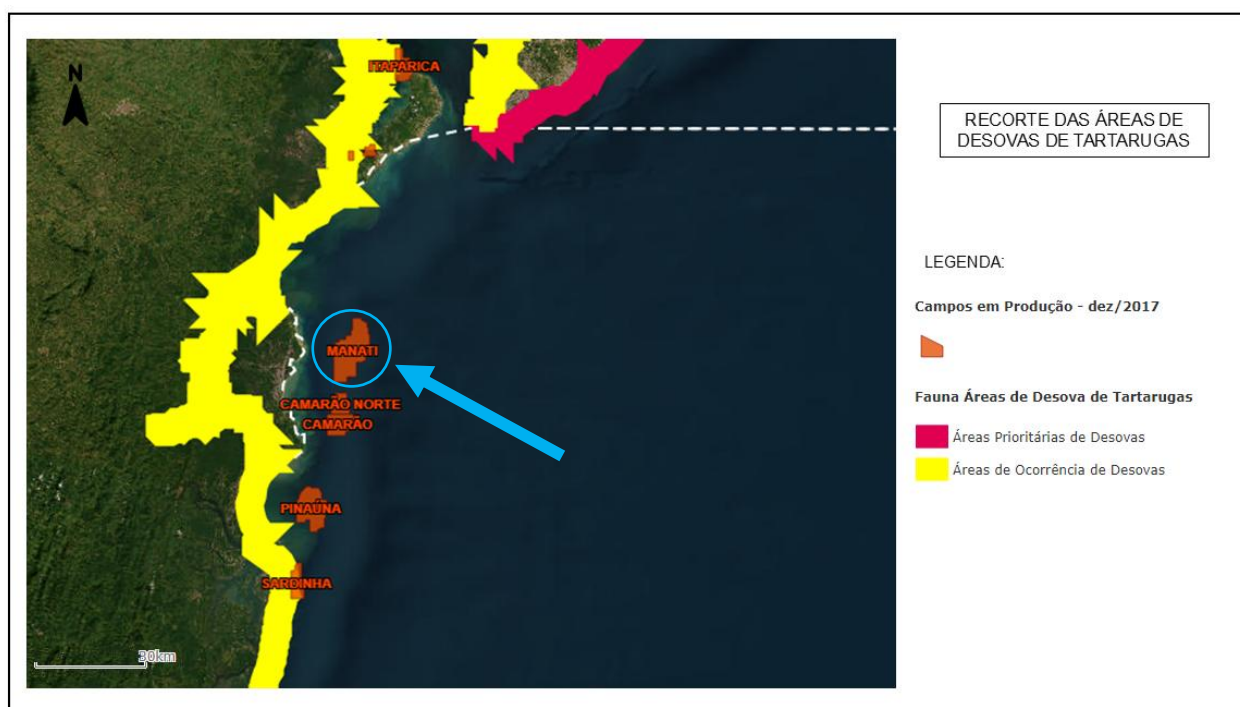


Figura 7-3: Área de desova de tartarugas.

Meio Biótico – Aves Marinhas

Dentre os grupos animais que utilizam áreas úmidas, as aves merecem destaque pela adaptação de muitas espécies a esse tipo de habitat, podendo utilizar como local de repouso, alimentação, reprodução e nidificação, cuidado com os filhotes, descanso entre migrações e abrigo (SCHERER et al., 2006). As aves aquáticas são todas as espécies ecologicamente dependentes de áreas úmidas (RAMSAR, 1994) e têm sido usadas como indicadores da qualidade ambiental de ecossistemas aquáticos (CARVALHO, 2011). Suas populações são sensíveis a alterações no habitat, fazendo com que um aumento ou decréscimo na mesma gere informações importantes sobre as mudanças que estão ocorrendo nesses ambientes (RODRIGUES & MICHELIN, 2005).

De acordo com Mancini et al, 2016 a andorinha-do-mar, *Onychoprion fuscatus*, é a ave marinha mais abundante na costa brasileira, especialmente devido à grande colônia no Atol das Rocas e também em Trindade, também com população em Abrolhos, no litoral da Bahia. O trinta-réis-escuro, *Anous stolidus*, é a espécie mais distribuída nas ilhas oceânicas brasileiras. Já nas ilhas costeiras, espécies como o atobá-marrom, *Sula leucogaster*, e a fragata, *Fregata magnificens*, são as mais comuns. As espécies mais frequentes nos avistamentos ao longo da costa do Nordeste do Brasil, conforme Mariani et al, 2019 foram: *Calonectris borealis* (710 indivíduos, 52,71%), *Puffinus gravis* (444 indivíduos, 32,96%) e *Puffinus puffinus* (64 indivíduos, 4,75%), além das espécies *Sterna dougallii* e *S. hirundo*, que utilizam os bancos de areia da Baía de Camamu, formando concentrações de mais de 3.000 indivíduos (Dos Santos et al., 2022)

Ecossistemas Costeiros

O litoral da bacia de Camamu possui ecossistemas diversificados que são explorados de diferentes maneiras pelas comunidades locais. Foram identificados ecossistemas costeiros, como praias arenosas e manguezais, e ecossistemas marinhos, como corais e fundos inconsolidados de lama e de cascalho. Esses ambientes foram caracterizados a partir de observações realizadas no local e de revisões bibliográficas.

As principais áreas de restingas no Estado da Bahia estão em uma faixa estreita do Litoral Norte, onde também ocorrem muitas áreas de dunas, as principais do Estado. No Litoral Sul, as dunas são mais escassas.

As praias da região do campo de Manati são extensas e possuem areia fina e clara, sendo, em alguns locais, protegidas por recifes. Particularmente nessa região, a costa é diferenciada em relação ao restante do litoral baiano, com formas muito recortadas, diversas ilhas, de variados tamanhos, canais de maré e estuários.

A variação na extensão das planícies na zona entre-marés, associada à dinâmica sedimentar da região, influencia intensamente os tipos fisiográficos dos bosques, assim como a composição vegetal dos mesmos. Tais características fazem com que os bosques de mangue se apresentem de forma exuberante, com importância fundamental na cadeia trófica dos sistemas estuarinos da região e, conseqüentemente, no seu desenvolvimento socioeconômico.

Na porção oriental das ilhas de Tinharé e Boipeba, apesar de estas estarem voltadas para o mar aberto, podem ser encontrados longos trechos com presença de manguezais. Tal fato só é possível devido à presença de recifes de corais contíguos à praia e extensos bancos arenosos entre a linha de praia e os recifes. Os recifes de corais não só possuem grande importância ecológica e econômica por serem um dos mais diversificados ecossistemas marinhos — com grande riqueza em recursos naturais — mas também exercem a função de atenuar a energia das ondas incidentes na linha de costa, proporcionando a formação de praias com baixa energia e favorecendo a deposição de sedimentos nas enseadas.

Os bosques de mangue encontrados nessa região apresentam características estruturais que variam desde pequenas manchas de vegetação com porte reduzido a bosques bem desenvolvidos, com altura em torno de 15m, em faixas com mais de 300m de largura e alguns quilômetros de extensão.

Nas proximidades da enseada de Garapuá, encontra-se um dos principais manguezais da porção oriental das ilhas de Tinharé e Boipeba, estendendo-se por cerca de 3km ao sul e 7km ao norte da enseada de Garapuá, sempre com a presença de recifes contíguos à costa. Os bosques apresentam grande diversidade estrutural, sendo visíveis processos de colonização em áreas com sedimento arenoso e presença de arenitos. Uma grande parte do manguezal cresce sobre substrato calcário, formado principalmente por fragmentos de algas calcárias, artículos de *Halimeda* e conchas.

No manguezal, também foram observados caranguejos (*Ucides* sp.) e os moluscos *Pugilina morio*, *Melampus coffeus* e *Littorina angulifera*, típicos desse ambiente.

Além de exercer as funções ecológicas já amplamente reconhecidas para os manguezais (proteção da linha de costa; refúgio para inúmeras espécies marinhas e estuarinas, e base de inúmeras cadeias alimentares detriticas das águas costeiras adjacentes), registra-se que é grande o número de moradores que coletam caranguejos e mariscos como forma de subsistência e para venda em Salvador.

Na baía de Todos os Santos, a presença de manguezais, associados ou não a estuários, no Recôncavo Baiano, permite que lá se desenvolva uma fauna rica e diversificada, que depende do fluxo de energia e matéria orgânica gerada pelos manguezais. Por isso, esse ecossistema se constitui em criadouros naturais de moluscos, crustáceos e peixes de

interesse econômico. A baía de Todos os Santos é reconhecida por sua alta produtividade em animais marinhos, que servem não apenas como alimento, mas também como fonte de subsistência para grande parte da população do Recôncavo (FUNDAÇÃO BAÍA VIVA/V&S, 2001).

A baía possui, ainda, extensas áreas recobertas por manguezais, apesar da degradação pelo desmatamento indiscriminado, pela poluição causada pelo esgotamento sanitário, por aterros para exploração urbana e pelo uso predatório realizado pela população carente através do extrativismo.

Os recifes na região do campo de Manati estendem-se desde a ilha do Rato até Velha Boipeba e da baía de Garapuí até Morro de São Paulo, e sua presença possibilita a existência de manguezais na costa oceânica dessas ilhas. São formações do tipo Margem (“fringe”), que tornam as praias adjacentes abrigadas das ondas e correntes, e com águas mais claras. A formação desses recifes pode ser baseada em arenitos de praia, com afloramentos de outros tipos rochosos em alguns pontos, como Moreré, Itacimirim e Morro de São Paulo, ou em algas calcárias (ordem Corallinales), que servem de substrato para diversos organismos bentônicos, como algas, moluscos, equinodermas, crustáceos e esponjas, além dos corais. Esses recifes nem sempre emergem na baixa-mar; são muito largos e entrecortados por canais e poças (CONDER, 1998)

O interior da baía de Todos os Santos possui comunidades recifais que cobrem dezenas de metros quadrados, variando de algumas dezenas de centímetros a alguns metros de altura. Esses recifes estão bastante degradados por ação antrópica. Em alguns locais, são encontrados fragmentos de corais hermatípicos na praia, possivelmente resultado de dragagens e exploração mineral.

As ilhas de Tinharé e Boipeba localizadas no município de Cairu, no litoral baixo sul da Bahia, são parte de uma APA desde 1992 e são bordeadas por recifes em franja (SEMARH – Secretaria do Meio Ambiente e Recursos Hídricos, 1992). Segundo Castro & Pires (2001), conforme ilustra a **Figura 7-4**.

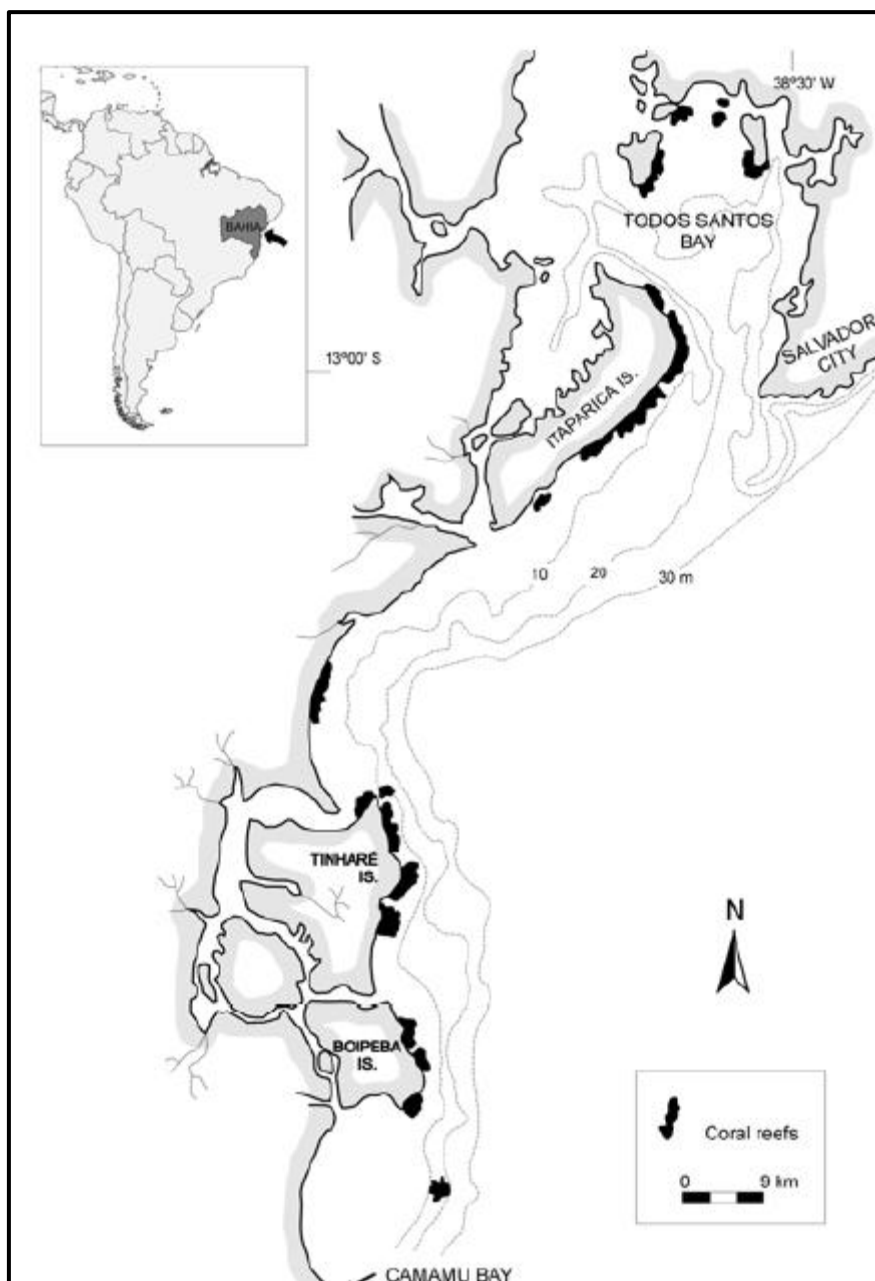


Figura 7-4: Recifes de Corais na região (Leão et al, 2003)

Unidades de Conservação

O artigo 2º da Lei 9.985 de 2000, que instituiu o Sistema Nacional de Unidades de Conservação (SNUC), define Unidades de Conservação como sendo o "espaço territorial e seus recursos ambientais, incluindo as águas jurisdicionais, com características naturais relevantes, legalmente instituído pelo Poder Público, com objetivos de conservação e limites definidos, sob regime especial de administração, ao qual se aplicam garantias adequadas de proteção".

Existem quatro unidades de conservação costeiras e marinhas de uso sustentável na região do campo de Manati e ao longo do gasoduto, sendo áreas de proteção ambiental (APA) estaduais: APA Baía de Todos os Santos, APA das ilhas de Tinharé e Boipeba, APA Caminhos Ecológicos da Boa Esperança e APA Pratigi (**Figura 7-5**).

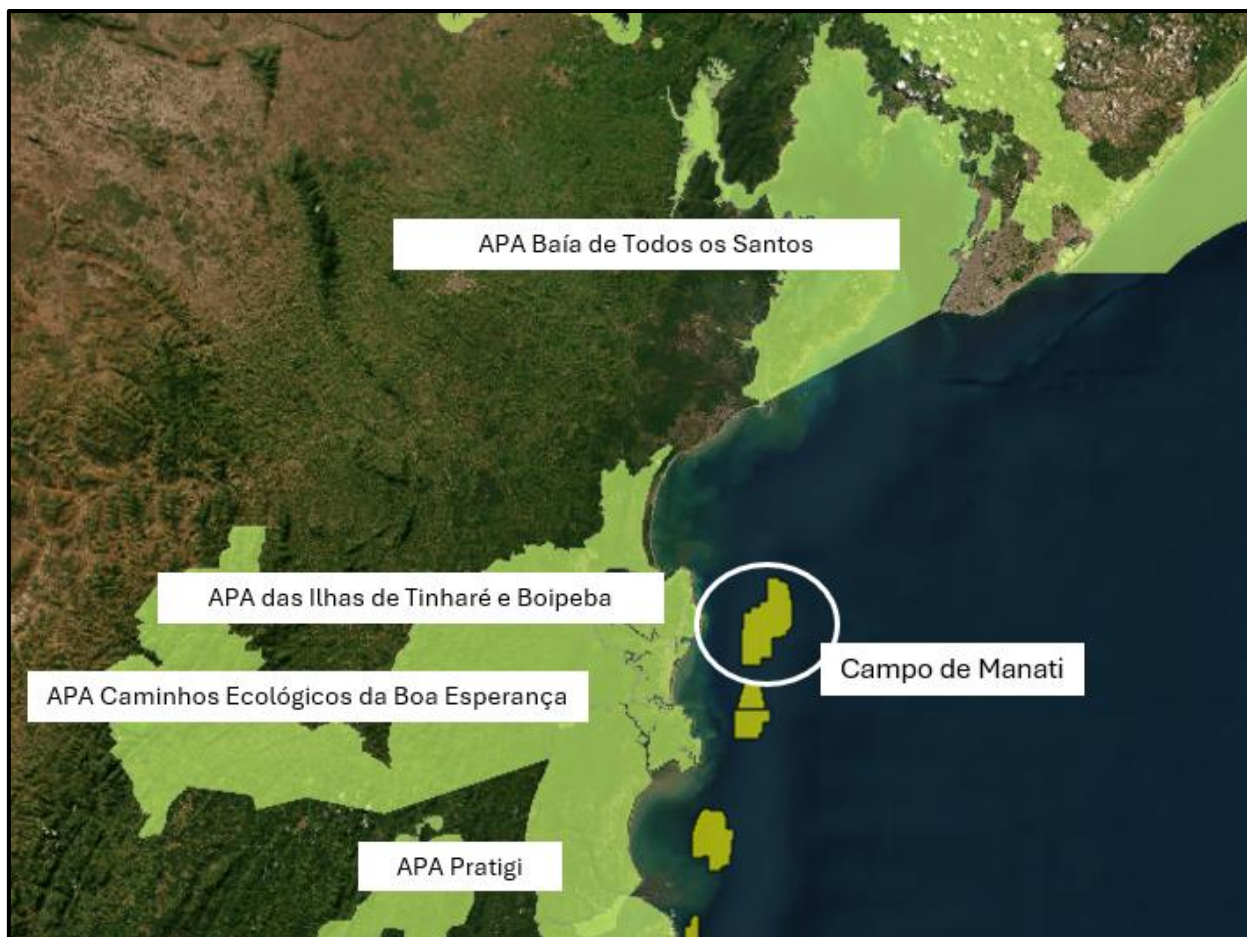


Figura 7-5: Unidades de Conservação próximas ao Campo de Manati

Avaliação da Ocorrência de Coral Sol

Duas espécies de coral-sol (*Tubastrea coccinea* e *Tubastrea tagusensis*) são consideradas invasoras pelo Ministério do Meio Ambiente (MMA). Essas espécies são consideradas generalistas em termos de tipos de substratos que conseguem se fixar, seja natural ou artificial (CREED & DE PAULA, 2007). Entretanto, a flutuabilidade larval passiva e o comportamento larval ativo, não relacionados às condições de luz, determinam um padrão claro de distribuição de assentamentos, no qual a densidade colonizada por coral-sol é mais alta nas faces subterrâneas e quase nula em substratos horizontais voltados para cima (MIZRAHI et al., 2014).

Foram utilizados vídeos de inspeção com ROV, realizada em agosto de 2017, para vistoria de estruturas na jaqueta da plataforma de Manati. Todas as colônias de coral-sol passíveis de identificação nas imagens foram registradas e sua densidade em cada estrutura é estimada. No trecho de ocorrência das colônias, a densidade média estimada foi classificada como: 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). Na **Tabela 7-1** e **Figura 7-6** estão apresentadas a densidade e imagens das colônias de coral-sol identificadas na estrutura da jaqueta da unidade.

Tabela 7-1: Estruturas da PMNT-1 analisadas quanto a presença de coral-sol, em 2017

Estrutura Inspeccionada	Data da Inspeção	Ocorrência (m)	Presença de coral-sol	Densidade de coral-sol	Figura
Boca de Sino	09/08/2017	30	Sim	Média	1 a 4
Face Leste	09/08/2017	ND	Sim	Baixa	5 a 8

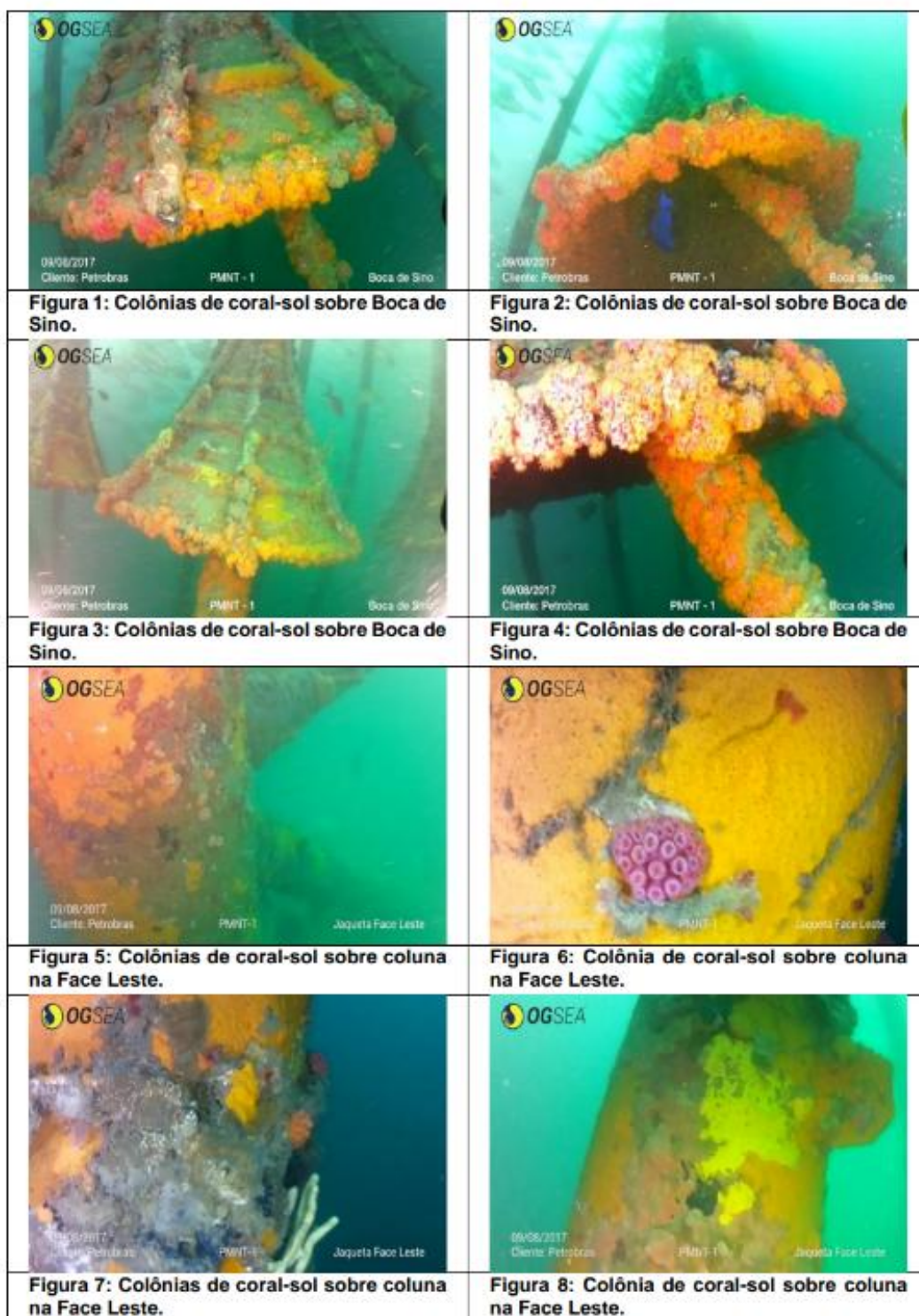


Figura 7-6: Colônias de coral-sol nas estruturas de PMNT-1 com o auxílio de ROV.

7.2 - Aspectos de Responsabilidade Social

O Anexo 10 apresenta o Relatório de Responsabilidade Social, que descreve o Sistema de Gestão de Responsabilidade Social, abordando seus direcionadores e processos; a operacionalização da atuação de Responsabilidade Social na UN-BA, o que inclui:

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 UN-BA, o que inclui o descomissionamento da plataforma de Manati. 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 10** demonstram o comprometimento da empresa em garantir o atendimento ao Art. 5º da Resolução ANP nº 817/2020, ou seja, executar as atividades de descomissionamento de instalações de forma segura, com o fim de mitigar riscos à vida humana, ao meio ambiente e aos demais usuários, aderente às melhores práticas da indústria nas áreas de responsabilidade social e sustentabilidade.

7.3 - Inter-Relação com Projetos Continuados

O Programa de Descomissionamento da PMNT-1 manterá inter-relação direta com os seguintes projetos continuados:

- **Projeto de Controle da Poluição (PCP):** está diretamente relacionado ao Programa de Descomissionamento da PMNT-1 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 na área de influência da Plataforma do Campo de Manati;
- **Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT):** enfatiza junto ao seu público-alvo (trabalhadores da PMNT-1 e das embarcações de apoio envolvidas nas operações de descomissionamento) 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: (i) registrar todas as ocorrências incidentais envolvendo aves debilitadas, feridas ou mortas (carcaças), bem como aglomerações encontradas nas unidades marítimas em atuação na área geográfica da Plataforma de Manati; e (ii) 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.
- **Projeto de Monitoramento de Perfis de Praia no ponto de toque do gasoduto:** O projeto visa identificar possíveis alterações na forma da praia e em sua dinâmica de sedimentos frente à instalação de gasodutos. Os dados de cota da praia (altitudes e profundidades) são comparados ao longo do tempo com o intuito de verificar centros de erosão ou deposição de sedimentos na praia com possível relação com a instalação do duto.

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 Programa de Descomissionamento.

Capítulo 8:

Conclusão



Capítulo 8 – Conclusão

Com base nos dados, informações e análises apresentadas, a PETROBRAS propõe a adoção das seguintes alternativas de descomissionamento para as instalações que integram o escopo desse Programa de Descomissionamento da Plataforma e poços interligados de Manati:

- Limpeza das linhas de produção;
- Limpeza do gasoduto PMNT-1/EVF;
- Desconexão dos dutos, umbilicais e cabo elétrico;
- Remoção e destinação do sistema de sustentação, plataforma e *risers*;
- Abandono e arrasamento dos poços de completação molhada;

Adicionalmente, a Petrobras ratifica que:

- Informações mais detalhadas sobre as etapas do Programa de Descomissionamento da PMNT-1, bem como a APP (Avaliação Preliminar de Perigos) e a AIA (Avaliação de Impactos Ambientais – Meios Físico, Biótico e Socioeconômico) com base neste detalhamento, serão apresentadas no próximo PDI, que irá abordar o sistema submarino do campo de Manati;
- Neste próximo PDI também constará a proposta de Plano de Monitoramento Pós-Descomissionamento (PMPD).

Por fim, destaca-se que o Programa de Descomissionamento da PMNT-1 está sendo planejado e será executado após a aprovação pela ANP, Ibama e Marinha do Brasil, com base nas Diretrizes de SMS da PETROBRAS.

Capítulo 9:

Responsáveis Técnicos



Capítulo 9 - Responsáveis Técnicos

Os responsáveis técnicos por esse documento estão indicados nos quadros abaixo. Os certificados de regularidade do Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental dos profissionais² (CTF) encontram-se devidamente válidos.

Profissional	Carlos Wagner Lobo Siqueira
Área Profissional	Engenharia Química
Registro no Conselho de Classe	CRQ-SE CFQ164822
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	5526172
Função	Gerente Setorial
Disciplina	Gerenciamento de Projeto
Responsável pela(s) Sessão(ões)	Capítulo 1. Referência; Capítulo 2. Motivação para o Descomissionamento; Capítulo 3. Inventário das Instalações de produção a serem descomissionadas; Capítulo 4. Caracterização e Avaliação das Alternativas de Descomissionamento Capítulo 5. Projeto de Descomissionamento de Instalações;
Assinatura	

² Em função do CTF conter informação a respeito do endereço dos profissionais envolvidos no quadro acima, não será anexado nesse PDI o referido documento, conforme a Política de Segurança da Informação da PETROBRAS (PL-0SPB-00019), Diretriz de Proteção de Dados Pessoais e Privacidade (DI-1PBR-00339), assim como a Lei Geral de Proteção de Dados (LGPD) – Lei nº 13.709/2018, resguardando o direito de privacidade.

Profissional	Ana Carolina de Lima Pezzini
Área Profissional	Engenharia Mecânica
Registro no Conselho de Classe	CREA 2003103895
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	8381345
Função	Gerente Setorial
Disciplina	Engenharia Submarina
Responsável pela(s) Sessão(ões)	Capítulo 3. Inventário das Instalações de produção a serem descomissionadas; Capítulo 5. Projeto de Descomissionamento de Instalações.
Assinatura	

Profissional	Fabrisio Campos Moreira
Área Profissional	Engenheiro Químico
Registro no Conselho de Classe	CRQ 07301265 - VII Região
Função	Gerente Setorial
Disciplina	Operação
Responsável pela(s) Sessão(ões)	Capítulo 3. Inventário das Instalações de produção a serem descomissionadas; Capítulo 5. Projeto de Descomissionamento de Instalações.
Assinatura	

Profissional	Luiz Eduardo Silva Pires do Ó
Área Profissional	Engenharia Elétrica
Registro no Conselho de Classe	CREA 180861957-9
Função	Gerente Setorial
Disciplina	Projeto de Poços
Responsável pela(s) Sessão(ões)	Capítulo 3. Inventário das Instalações de produção a serem descomissionadas; Capítulo 5. Projeto de Descomissionamento de Instalações.
Assinatura	

Profissional	Lúcia Helena Laureano Bernardi
Área Profissional	Engenharia de Segurança do Trabalho.
Registro no Conselho de Classe	CAU 0000944548
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	5630856
Função	Gerente
Disciplina	Licenciamento Ambiental
Responsável pela(s) Sessão(ões)	Capítulo 4. Caracterização das alternativas de descomissionamento por instalação; Capítulo 7. Análises Ambientais e Responsabilidade Social.
Assinatura	

Profissional	Gislaine Garbelini
Área Profissional	Comunicação
Registro no Conselho de Classe	CONRERP 2ª Região - nº 3254
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	8112083
Função	Gerente
Disciplina	Responsabilidade Social
Responsável pela(s) Sessão(ões)	Capítulo 7. Análises Ambientais e Responsabilidade Social.
Assinatura	

Capítulo 10:

Referências



Capítulo 10 - Referências

BATISTA, D.; GONÇALVES, J. E. A.; MESSANO, H. F.; ALTVATER, L.; CANDELLA, R.; ELIAS, L. M. C.; MESSANO, L. V. R.; APOLINÁRIO, M.; COUTINHO, R. Distribution of the invasive Orange cup coral *Tubastraea 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

Bruna Kist Brusius, Ronald Buss de Souza, Rose Ane Pereira de Freitas, Edison Barbieri, Effects of environmental variables on Magellanic penguin (*Sphen*

scus magellanicus) strandings in southeastern Brazil, *Ocean & Coastal Management*, Volume 210, 2021, 105704, ISSN 0964-5691

CREED, J. C. & PAULA, A. F. 2007. Substratum preference during recruitment of two invasive alien corals onto shallow-subtidal tropical rocky shores. *Marine Ecology Progress Series* 330:101-111

DE PAULA, A. F.; CREED, J. C. Two Species of the Coral *Tubastraea* (Cnidaria, Scleractinia) in Brazil: A Case of Accidental Introduction. *Bulletin of Marine Science*, v. 74, n. 1, p. 175–183, 2004

Ministério do Meio Ambiente. Lista Nacional de Espécies Ameaçadas de Extinção. PORTARIA MMA Nº 148, DE 7 DE JUNHO DE 2022

Mizrahi, D., Navarrete, S., Flores, A.V. 2014. Uneven abundance of the invasive sun coral over habitat patches of different orientation: An outcome of larval or later benthic processes? *Journal of Experimental Marine Biology and Ecology*, Volume 452, Pages 22-30, ISSN 0022-0981

Mortensen P.B. 2001. Aquarium observations on the deep-water coral *Lophelia pertusa* (L., 1758) (Scleractinia) and selected associated invertebrates. *Ophelia* 54: 83–104

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. (PETROBRAS). Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira Abrangendo o Litoral do Norte Fluminense/ Baixadas Litorâneas do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. Ambipar Response Environmental Services LTDA. Julho, 2024. Rev. 00

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. (PETROBRAS). Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações – Painel Dinâmico da Caracterização do Tráfego Petrobras. Rio de Janeiro. Disponível em: <https://app.powerbi.com/reportEmbed?reportId=1d007bc7-42ee-4820-a96f-19dac8d41b01&autoAuth=true&ctid=5b6f6241-9a57-4be4-8e50-1dfa72e79a57config=eyJjbHVzdGVyVXJsIjoiaHR0cHM6Ly93YWJpLWJyYXppbC1zb3V0aC1yZWVjC5hbmFseXNpcy53aW5kb3dzLm5ldC8ifQ%3D%3D>. Rio de Janeiro. Petróleo Brasileiro, 2024.&PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. (PETROBRAS). Projeto de Monitoramento do Desembarque Pesqueiro Abrangendo o Litoral do Espírito Santo. Rio de Janeiro. Ambipar Response Environmental Services LTDA. Julho, 2024. Rev. 00

Programa de Monitoramento de Praias de Sergipe e Alagoas. PMP-BC/ES. Relatório Anual de Atividades. PETROBRAS. 2023

Programa de Monitoramento de Praias de Sergipe e Alagoas. PMP-BC/ES. Relatório Anual de Atividades. PETROBRAS. 2023

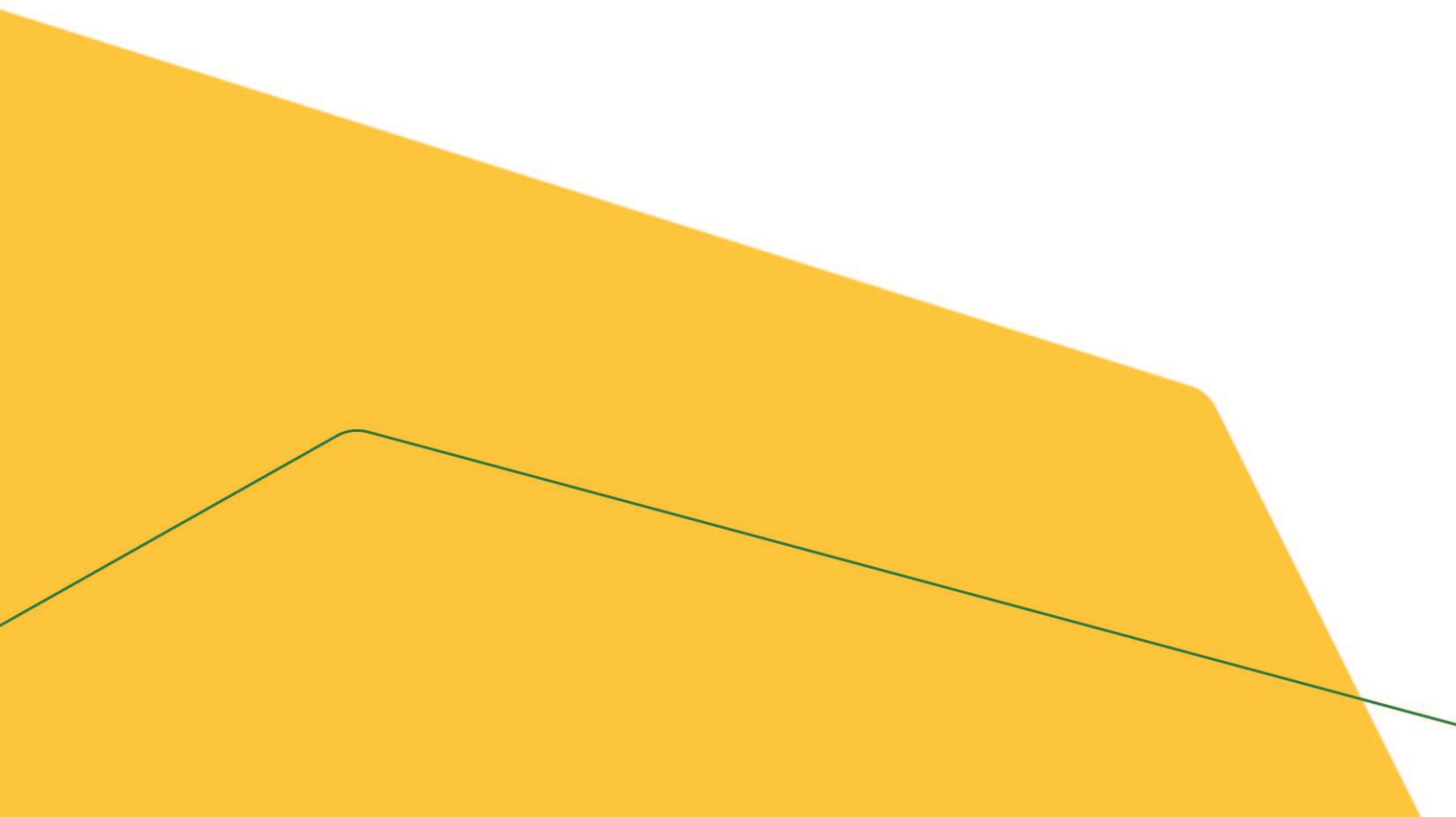
Proietti MC, Reisser JW, Kinas PG, Kerr RD, Monteiro DS, Marins LFF and Secchi ER (2012) Green turtle *Chelonia mydas* mixed stocks in the western South Atlantic, as revealed by mtDNA haplotypes and drifter trajectories. *Mar Ecol Prog Ser* 447:195-209

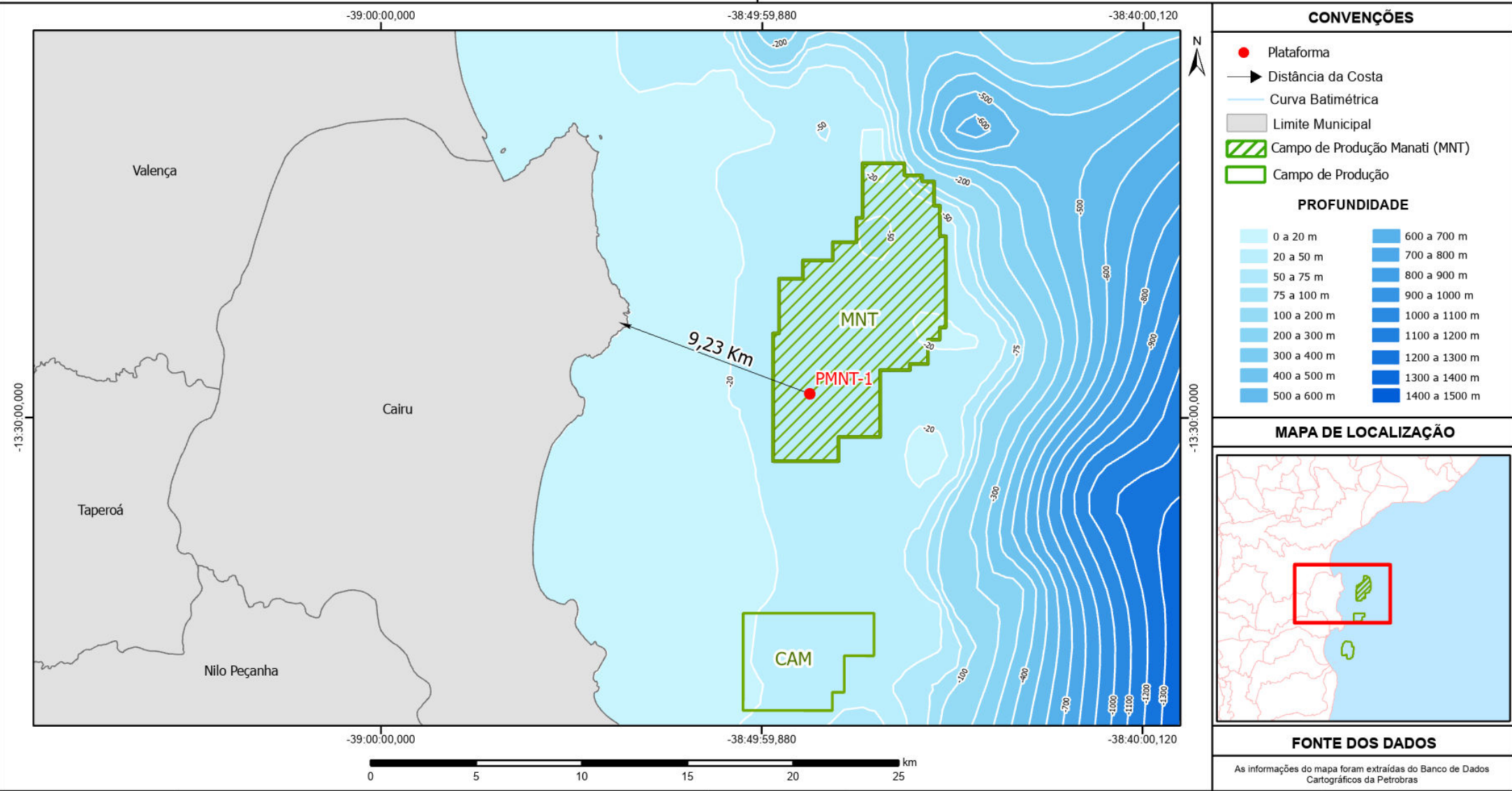
SANTOS, A.S., ALMEIDA, A.P., SANTOS, A.J.B. ET AL (2011) Plano de Ação Nacional para a Conservação das Tartarugas Marinhas (M.A.A.G. Marcovaldi, A.S. Santos, G. Sales, orgs) - Brasília: Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, ICMBIO

Tommasi, Luiz. (1968). Nota sobre os fundos detríticos do circalitoral inferior da plataforma continental brasileira ao sul do Cabo Frio (RJ). *Boletim do Instituto Oceanográfico*. 18. 55-62. 10.1590/S0373-55241969000100007

Anexo 1

Mapa de Localização





OBSERVAÇÕES		INFORMAÇÕES				<div><div><div><div></div><div>BR</div></div><div>PETROBRAS</div></div></div> <div>UN-GAD/SOP</div>		CLIENTE OU USUÁRIO				PDP/PROJ-DESC/PROJ-II/DESC-IV				ELABORAÇÃO		MARIANA AZEVEDO												
								ÁREA OU UNIDADE <td colspan="4">CAMPO DE PRODUÇÃO DE MANATI</td> <td colspan="2">RESPONSÁVEL TÉCNICO</td> <td colspan="2">ERICO BARROS/ CFT 1818545535</td>				CAMPO DE PRODUÇÃO DE MANATI				RESPONSÁVEL TÉCNICO		ERICO BARROS/ CFT 1818545535												
								TÍTULO <td colspan="6">MAPA DE LOCALIZAÇÃO DA PLATAFORMA DO CAMPO DE MANATI</td>				MAPA DE LOCALIZAÇÃO DA PLATAFORMA DO CAMPO DE MANATI																		
		<table><tr><th>PLATAFORMA</th><th>DISTÂNCIA</th><th colspan="2">COORDENADAS</th></tr><tr><th></th><th></th><th>LATITUDE</th><th>LONGITUDE</th></tr><tr><td>PMNT-01</td><td>9,23 km</td><td>- 13:29:23,485</td><td>- 38:48:44,741</td></tr></table>				PLATAFORMA	DISTÂNCIA	COORDENADAS				LATITUDE	LONGITUDE	PMNT-01	9,23 km	- 13:29:23,485	- 38:48:44,741	DATUM		PROJEÇÃO		MC	ESCALA		PADRÃO	REVISÃO	NÍVEL DE PROTEÇÃO			
PLATAFORMA	DISTÂNCIA	COORDENADAS																												
		LATITUDE	LONGITUDE																											
PMNT-01	9,23 km	- 13:29:23,485	- 38:48:44,741																											
						SIRGAS 2000		GEODÉSICA		-39°	1:250.000		A4	00	INTERNA															
						ARQUIVO				Nº		DATA																		
						DOCUMENTO/GESTÃO DE TERRAS/GESTÃO DE TERRAS E GEODÉSICA/PROCESSOS GDS/PRODUTOS CARTOGRAFICOS/PROJETOS_CLIENTES/UN-SA				DE-3192.01-1300-791-PNE-001		19/07/2024																		

Anexo 2

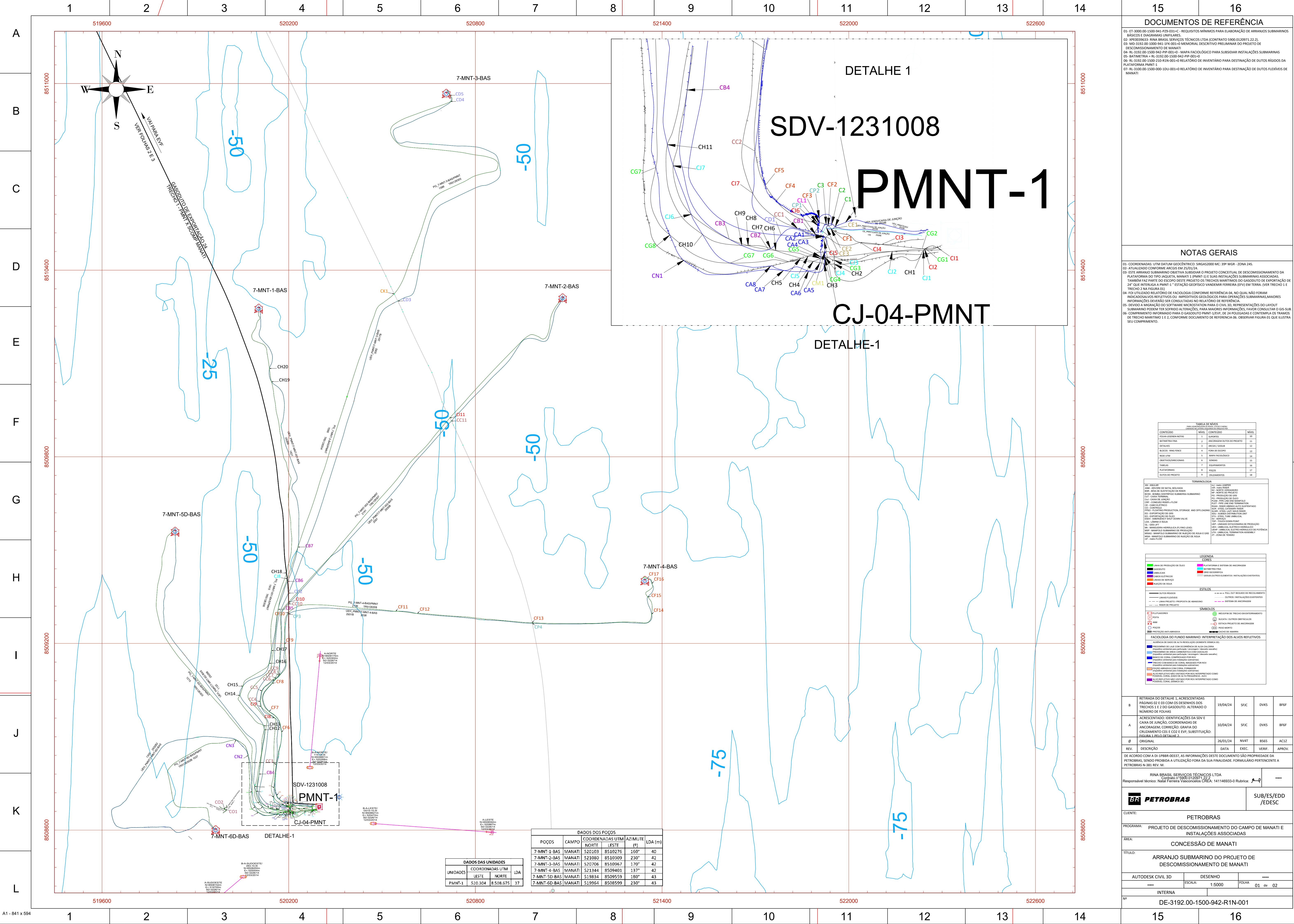
Diagrama Unifilar

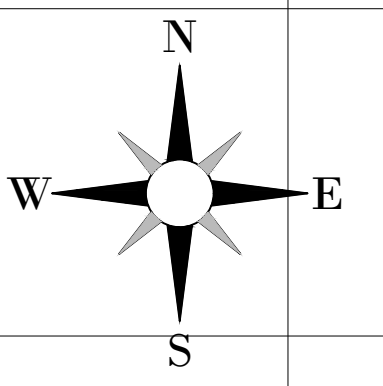
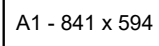


Anexo 3

Arranjo Submarino







TRECHO 1 EM DESTAQUE



DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA


01-VER FOLHA 1 DE 4


NOTAS GERAIS

01-VER FOLHA 1 DE 4

B	RETRADA DO DETALHE 1, ACRESCENTADAS PÁGINAS 02 E 03 COM OS DESENHOS DOS TRECHOS 1 E 2 DO GASDUTO, ALTERADO O NÚMERO DE FOLHAS	19/04/24	SFIC	DVKS	B6F6
A	ACRESCENTADO: IDENTIFICAÇÕES DA SDV E CADA DE LUNGA; COORDENADAS DE ANCORAGEM; CORREÇÃO: GRAFIA DO CRUZAMENTO COL E CO2 E EV; SUBSTITUIÇÃO: FIGURA 3, PELO DETALHE 2.	10/04/24	SFIC	DVKS	B6F6
Ø	ORIGINAL	26/01/24	NV4T	B565	AC12
REV.	DESCRIÇÃO	DATA	EXEC	VERIF.	APROV.

DE ACORDO COM A DI-1PB88-00337, AS INFORMAÇÕES DESTES DOCUMENTOS SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE. FORMULÁRIO PERTENCENTE A PETROBRAS-N-383 REV. 01.

RINA BRASIL SERVIÇOS TÉCNICOS LTDA
Contrato nº 5680.0108971.02.2
Responsável técnico: Natal Ferreira Vasconcelos CREA: 141146933-0 Rubrica: 

 **PETROBRAS** SUB/ES/EDD /EDESC

CLIENTE: PETROBRAS

PROGRAMA: PROJETO DE DESCOMISSIONAMENTO DO CAMPO DE MANATI E INSTALAÇÕES ASSOCIADAS

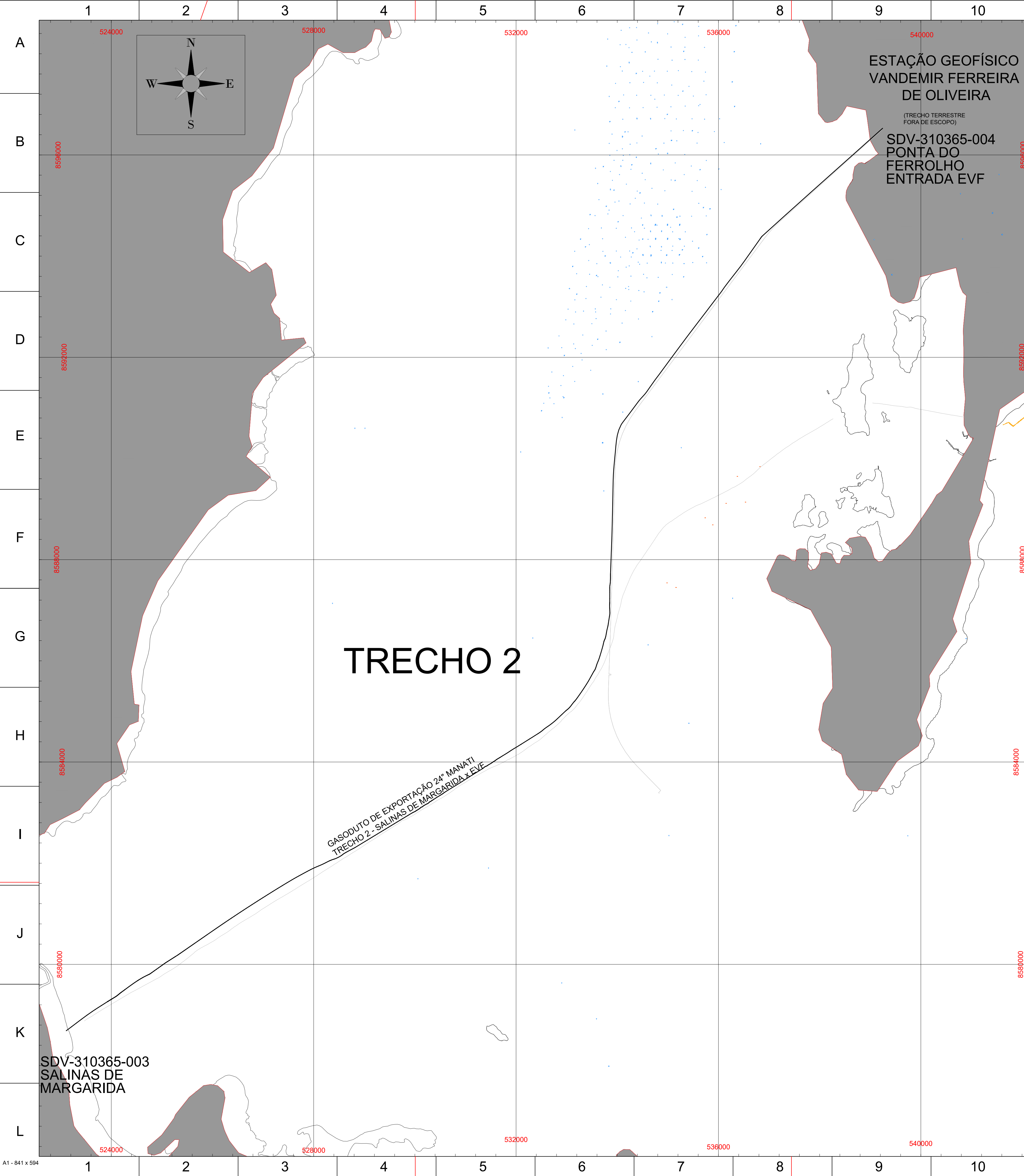
ÁREA: CONCESSÃO DE MANATI

TÍTULO: ARRANJO SUBMARINO DO PROJETO DE DESCOMISSIONAMENTO DE MANATI

AUTODESK CIVIL 3D	DESENHO	---
---	ESCALA: 1:5000	FOLHA 02 de 04

INTERNA

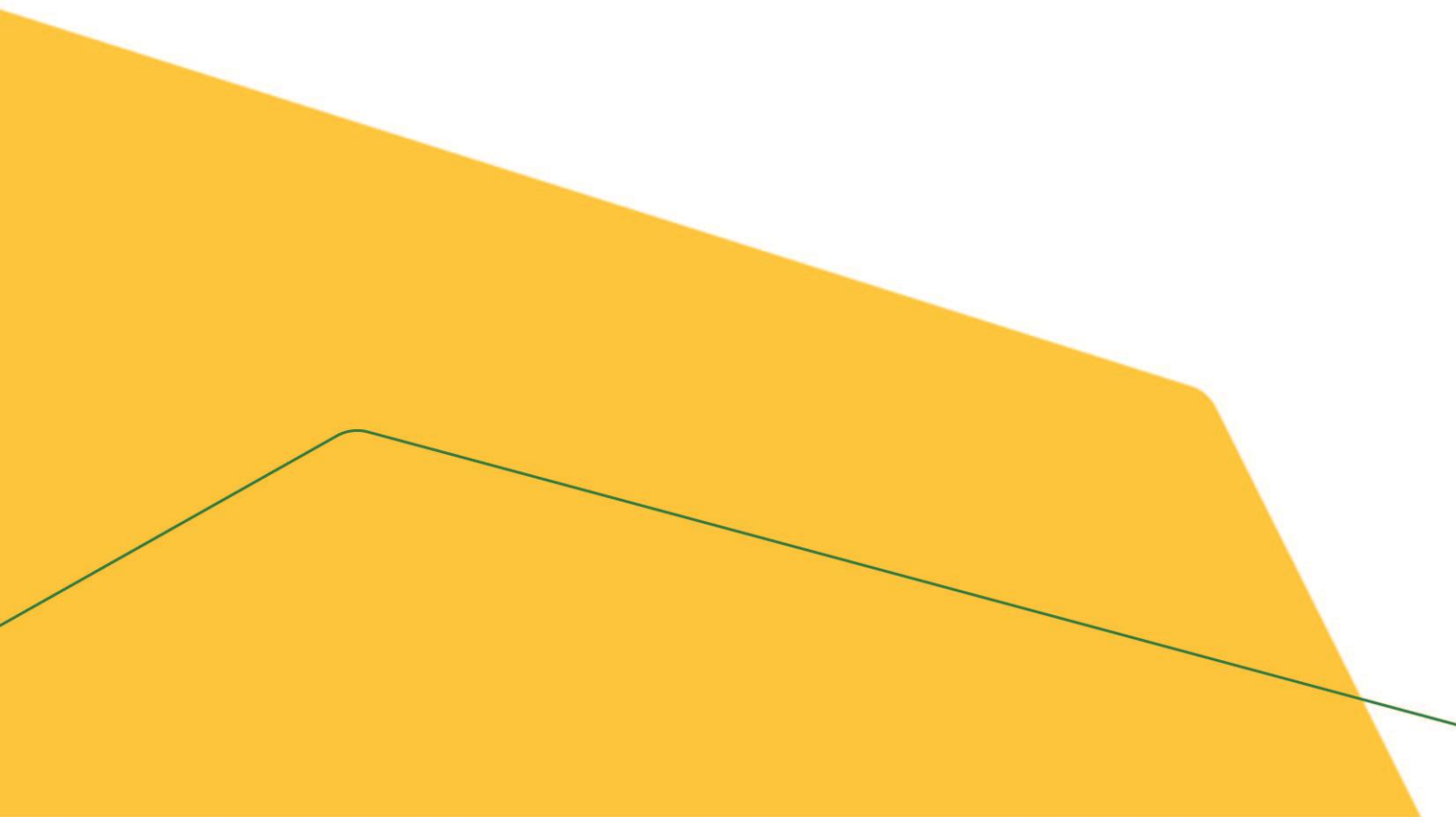
Nº DE-3192.00-1500-942-R1N-001



A1 - 841 x 594

Anexo 4

Inventário de Poços



INVENTÁRIO DE POÇOS - CAMPO DE MANATI																	
3.1.a	3.1.b	3.1.c	3.1.d	3.1.e	3.1.e	3.1.f	3.1.g	3.1.h	3.1.i	3.1.j	3.1.j	3.1.j	3.1.i	Adicional	Adicional	Adicional	Adicional
Nome do poço ANP	Área sob contrato associada ao poço	Unidade de produção associada ao poço	Lâmina d'água (m)	Latitude (Padrão ANP-4C)	Longitude (Padrão ANP-4C)	Tipo de complementação (seca ou molhada)	Finalidade	Status atual	Data do término da perfuração	Data do término do abandono temporário	Data do término do abandono permanente	Data do término do arrasamento	Data de conferência no sistema da ANP (todos os poços)	Intervenção Prevista no PDI	Previsão p/ Intervenção (janela de execução)	Status Final	Equipamentos que não serão removidos (Nota 1)
7-MNT-1-BAS	MANATI	PMNT-1	40	-13:28:30,045	-38:48:50,023	Molhada	Poço Exploratório de Produção	FECHADO	08/08/2006	-	-	-	13/06/2024	Abandono Permanente e Arrasamento	2032	Arrasado	Não aplicado
7-MNT-2-BAS	MANATI	PMNT-1	42	-13:28:28,933	-38:48:17,534	Molhada	Poço Exploratório de Produção	FECHADO	16/08/2006	-	-	-	13/06/2024	Abandono Permanente e Arrasamento	2032	Arrasado	Não aplicado
7-MNT-3-BAS	MANATI	PMNT-1	42	-13:28:07,540	-38:48:29,981	Molhada	Poço Exploratório de Produção	FECHADO	13/12/2006	-	-	-	13/06/2024	Abandono Permanente e Arrasamento	2032	Arrasado	Não aplicado
7-MNT-4-BAS	MANATI	PMNT-1	42	-13:29:00,130	-38:48:09,792	Molhada	Poço Exploratório de Produção	FECHADO	24/03/2007	-	-	-	13/06/2024	Abandono Permanente e Arrasamento	2032	Arrasado	Não aplicado
7-MNT-5D-BAS	MANATI	PMNT-1	39,6	-13:28:55,028	-38:49:00,014	Molhada	Poço Exploratório de Produção	FECHADO	14/05/2007	-	-	-	13/06/2024	Abandono Permanente e Arrasamento	2033	Arrasado	Não aplicado
7-MNT-6D-BAS	MANATI	PMNT-1	40,1	-13:29:26,259	-38:48:55,657	Molhada	Poço Exploratório de Produção	FECHADO	26/07/2007	-	-	-	13/06/2024	Abandono Permanente e Arrasamento	2033	Arrasado	Não aplicado
1-BRSA-14-BAS	MANATI	-	38	-13:29:22,763	-38:48:42,660	Molhada	Poço Exploratório Pioneiro	ARRASADO	02/10/2000	-	29/08/2013	07/09/2013	13/06/2024	Nota 2	Nota 2	Nota 2	Não aplicado
3-BRSA-115-BAS	MANATI	-	44,8	-13:27:16,254	-38:47:51,543	Molhada	Poço Exploratório de Extensão	ABANDONADO PERMANENTEMENTE	16/12/2001	-	17/01/2002	-	13/06/2024	Nota 2	Nota 2	Nota 2	Não aplicado
3-BRSA-141-BAS	MANATI	-	44	-13:30:00,712	-38:47:46,965	Molhada	Poço Exploratório de Extensão	ARRASADO	30/04/2002	-	12/05/2002	15/05/2002	13/06/2024	Nota 2	Nota 2	Nota 2	Não aplicado
4-BRSA-529-BAS	MANATI	-	52	-13:27:58,417	-38:46:20,102	Molhada	Poço Exploratório Pioneiro Adjacente	ARRASADO	10/01/2008	-	22/03/2008	29/05/2008	13/06/2024	Nota 2	Nota 2	Nota 2	Não aplicado
3-BRSA-599DP-BAS	MANATI	-	52	-13:27:58,417	-38:46:20,102	Molhada	Poço Exploratório de Extensão	ARRASADO	04/05/2008	-	23/05/2008	29/05/2008	13/06/2024	Nota 2	Nota 2	Nota 2	Não aplicado

Nota 1: Não há previsão em projeto de permanência de equipamentos de poços após as intervenções planejadas.
Nota 2: Estão previstas inspeções submarinas nas coordenadas destes poços para verificação e caracterização de seu status atual. Caso sejam identificadas necessidades de intervenção ou reclassificação desses poços, estas serão apresentadas no PDI do sistema submarino da concessão de Manati
Nota 3: Os dados de monitoramento foram atualizados em 07/11/2024.

Anexo 5

DUM – Descrição da Unidade Marítima



Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional SGSO

Descrição da Unidade Marítima DUM

Plataforma de Manati (PMNT-1)



E&P

Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional - SGSO

Descrição da Unidade Marítima - DUM

SGSO-DUM-Plataforma de Manati 02/2019

Processo Administrativo na ANP

48610.010754/2009-62

Revisão 02

FEV/2019



E & P



CONTROLE DE REVISÕES

REV	DESCRIÇÃO	DATA
00	Documento Original	25/01/2010
01	Revisado os itens 1.1, 1.2, 1.3, 2.1, 2.1.1, 2.1.2, 2.2.1, 2.2.1.1, 2.2.1.2, 2.2.1.3, 2.2.1.4, 2.2.1.5, 2.2.1.6, 2.2.1.7, 2.2.1.8, 2.3.1, 2.3.2, 2.4, 2.6, 2.6.1, 2.6.2, 2.6.3, 2.6.3.1, 2.6.3.2, 2.6.3.3, 2.7.1, 2.7.2, 2.8.1, 2.8.3, 2.9, 3.1, 3.1.1, 3.1.2, 3.3, 3.4, 3.5, 4, 5, Anexo 1	25/02/2015
02	Revisado os itens 1.2, 1.3, 2.1.2, 2.2.1.3, 2.2.1.4, 2.2.1.5, 2.2.1.6, 2.2.1.7, 2.8.3, 2.9, 3.4, 3.5, 3.6.1 e 4.	22/02/2019

	Original	Rev. 01	Rev. 02	Rev. 03	Rev. 04	Rev. 05	Rev. 06	Rev. 07
Data	25/01/2010	25/02/2015	22/02/2019					
Elaboração	Falcon	Rodrigo	Noaldo Leite					
Verificação	João	Marco	Marcos Quintino					
Aprovação	Sérgio	Roosevelt	Igor Soledade					

ÍNDICE GERAL

1 - Identificação da Atividade	6
1.1 - IDENTIFICAÇÃO DO OPERADOR CONCESSIONÁRIO	6
1.2 - IDENTIFICAÇÃO DA INSTALAÇÃO DE PRODUÇÃO	6
1.3 - IDENTIFICAÇÃO DA INSTALAÇÃO DE PRODUÇÃO	7
2 - Descrição da Instalação	8
2.1 - CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS DA UNIDADE	8
2.1.1 - Características Físicas	8
2.1.2 - Características Operacionais	9
2.2 - SISTEMA DE UTILIDADES E LASTRO	11
2.2.1 - Sistemas de Utilidades	11
2.2.1.1 - Sistema de Aquecimento e Refrigeração	11
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	13
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	15
2.2.1.7 - Sistema de Coleta, Manuseio e Disposição Final de Resíduos	17
2.2.1.8 - Sistema de Gerenciamento de Substâncias Perigosas	17
2.3 - SISTEMA DE TANCAGEM	17
2.3.1 - Sistema de Tancagem	17
2.3.2 - Fluxo de Movimentação de Fluidos entre Tanques	18
2.4 - SISTEMA DE SALVATAGEM	18
2.5 - SISTEMA DE ANCORAGEM / POSICIONAMENTO	19
2.6 - SISTEMA DE SEGURANÇA, DETECÇÃO E COMBATE A INCÊNDIO	20
2.6.1 - Sistema de Detecção de Fogo e Gás	20
2.6.2 - Sistema de Alarme de Emergência	21
2.6.3 - Sistema de Combate a Incêndio	21
2.6.3.1 - Sistema de Combate a Incêndio por Água	21
2.6.3.2 - Sistema Fixo de Combate a Incêndio por Gás Inerte	23
2.6.3.3 - Equipamentos Portáteis de Extinção de Incêndio	24
2.7 - SISTEMA DE MOVIMENTAÇÃO DE CARGA E PESSOAL	24
2.7.1 - Movimentação de Carga	24
2.7.2 - Movimentação de Pessoal	25
2.8 - SISTEMA DE COMUNICAÇÃO	25
2.8.1 - Sistema de Telefonia	25
2.8.2 - Sistema de Endereçamento Público	25
2.8.3 - Sistema de Comunicação de Rádio	25
2.9 - SISTEMA DE GERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	26

3 - Descrição do Processo de Produção.....	29
3.1 - SISTEMA DE PRODUÇÃO.....	29
3.1.1 - Controle e Segurança dos Poços	29
3.1.2 - Sistema de Injeção	31
3.2 - SISTEMA DE PROCESSAMENTO DE ÓLEO.....	31
3.3 - SISTEMA DE PROCESSAMENTO DE GÁS.....	31
3.4 - SISTEMA DE EXPORTAÇÃO DO ÓLEO E GÁS.....	32
3.5 - SISTEMA DE GÁS COMBUSTÍVEL	32
3.6 - SISTEMA DE AUTOMAÇÃO, CONTROLE E PARADA DE	
EMERGÊNCIA.....	33
3.6.1 - Sistema de Automação e Controle.....	33
3.6.2 - Parada de Emergência da Unidade de Produção.....	34
4 - Descrição da Malha de Coleta e Interligação Com Outras Instalações....	37
5 - Descrição do Processo de Perfuração.....	39
5.1 - SISTEMA DE PERFURAÇÃO	39
5.2 - SISTEMA DE CONTROLE DE POÇO	39
5.3 - SISTEMA DE CONTROLE, AUTOMAÇÃO E PARADA DE	
EMERGÊNCIA.....	39
6 - Glossário.....	40
ANEXO 1 - DIAGRAMA DE INTERLIGAÇÃO.....	43

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

a) Nome: Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras - Unidade de Operações de Exploração e Produção da Bahia - UO-BA.

b) Endereço: Av. ACM, nº 1113, 5º andar, Itaigara, Salvador - BA - CEP 41830-900.

c) Telefone: (71) 3348-7487 - Fax: (71) 3348-2709.

1.2 - IDENTIFICAÇÃO DA INSTALAÇÃO DE PRODUÇÃO**a) Nome da Instalação :**

Plataforma de Manati 1 (PMNT-1)

b) Proprietário :

Consórcio BCAM-40

c) Número IMO :

Não Aplicável

d) Bandeira :

Não Aplicável

e) Sociedade Classificadora :

Não Aplicável

f) Classificação :

Não Aplicável

g) Ano de construção :

2006

h) Ano de conversão :

Não aplicável

i) Ano de último upgrade :

Não aplicável

1.3 - IDENTIFICAÇÃO DA INSTALAÇÃO DE PRODUÇÃO

A PMNT-1 está localizada a 10 km da costa, em lâmina d'água média de 37m de profundidade.

As informações da localização são:

a) Bacia :

Bacia de Camamu

b) Campo :

Campo de Manati

c) Coordenadas Geográficas :

Coordenadas UTM (SIRGAS 2000)		
N	E	MC
8.508.675	520.304	39°

2 - Descrição da Instalação

2.1 - CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS DA UNIDADE

A PMNT-1 é uma plataforma do tipo jaqueta lançada no ano de 2006 em lâmina d'água de 37,0 metros. A plataforma é dotada de 4 pernas com diâmetro de 34 polegadas cada uma. A jaqueta inferior tem as dimensões de 17,172 x 17,172 metros e a superior 6,546 x 6,546 metros, totalizando um peso (massa) de 86,184 toneladas.

A PMNT-1 é uma plataforma de produção fixa, desabitada, possuindo equipamentos de geração de energia, compressão de ar de instrumentação, comunicação e bombas do coletor de drenos (Sump). A PMNT-1 possui heliponto.

A PMNT-1 é atualmente a única plataforma do sistema de produção do Campo de Manati na UO-BA. Nela são realizadas atividades operacionais, de inspeção e manutenção, de construção e montagem, transporte marítimo e aéreo e serviços gerais.

Esta plataforma possui 6 poços produtores de gás, os quais são de completação molhada e convergem para a PMNT-1 por meio de linhas flexíveis.

2.1.1 - Características Físicas

A PMNT-1 possui os seguintes conveses:

a) Convés Superior :

(Top Deck) - onde se localiza a Área de Movimentação de Cargas, servida por 01 grua com capacidade de 4 toneladas. Neste convés estão também os tanques de diesel e a Casaria;

b) Convés Inferior (Cellar Deck) :

Este convés possui um pequeno mezanino onde se localizam o tanque de inibidor de hidrato (etanol), o tanque de inibidor de corrosão e o tanque de hipoclorito. Neste convés se localiza a planta de processo, composta pelo Manifold de Produção / Teste, Separador de Teste, Sistema de Gás Combustível, Vaso do Vent Atmosférico, Bombas do Sistema de Injeção de

produtos químicos e o Sistema de Geração Principal (2 geradores principais, do tipo micro-turbina);

c) Spider Deck :

Onde se localiza o Vaso de Drenagem Fechada, o Gerador Auxiliar, bomba diesel de combate a incêndio, o Sistema de Ar comprimido e a Unidade Hidráulica;

d) Capacidade de Alojamento :

Capacidade de alojamento para plataforma desabitada conforme Normam 1.

e) Atracadouro (Boat Landing) :

Para facilitar a utilização em diferentes condições da maré a plataforma apresenta atracadouro de dois níveis, onde se localiza a escada que dá acesso ao Atracadouro e ao Tubo de Despejo.

2.1.2 - Características Operacionais

A seguir são descritas algumas características da instalação que têm valores de produção e demandas variáveis em função das condições operacionais, etc. Destaca-se que, durante auditorias ou inspeções na plataforma, poderão ser encontrados valores diferentes dos informados neste momento, não se caracterizando como não-conformidades.

Os valores informados são médios referentes ao ano de 2014:

a) Capacidade de Produção :

- Óleo: 0 m³/d (0 bbl/d)
- Gás: 7.453.925 Nm³/d de gás úmido com RGO 60.000 m³/m³
- Gás combustível: 5.453 Nm³/d

b) Produção Atual :

- Óleo: 0 m³/d (0 bbl/d)
- Gás: 4.898.905 m³/d de gás úmido com RGO 73.827 m³/m³

c) Capacidade de Processamento :

- Petróleo: 0 m³/d (0 bbl/d)
- Gás Natural: 0 Nm³/d
- Gás Combustível: 5.453 Nm³/d

d) Capacidade de Armazenamento de Petróleo :

0 m³ (0 bbl)

e) Capacidade de Compressão de Gás Natural :

0 Nm³/d

f) Demanda de combustível :

- Óleo: 0 m³/d
- Diesel: 7,36 m³/mês
- Gás Natural: 203,5 m³/d

g) Capacidade de armazenamento de combustíveis líquidos :

- Óleo: 0 m³
- Diesel: 8 m³
- QAV: 0 m³

h) Demanda e Capacidade de Armazenamento de Água :

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

- Demanda de Água Industrial: 0 m³/mês
- Demanda de Água Potável: 11,4 m³/mês
- Capacidade de Armazenamento de Água Industrial: 0 m³
- Capacidade de Armazenamento de Água Potável: 20 m³

i) Demanda de Energia Elétrica :

- Demanda Total: 80 kW
- Demanda do Sistema de Força: 67 kW
- Demanda do Sistema de Iluminação: 10 kW
- Demanda do Sistema de Emergência e Sinalização Marítima: 3 kW

j) Quantidade de Efluentes Gerados :

- Água Produzida: 0 m³/d
- Água Oleosa: 0 m³/d

k) Capacidade de Tratamento de Água e Efluentes :

- Água Salgada: 0 m³/dia
- Água Produzida: 0 m³/dia
- Água Oleosa: 0 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**

Em função de suas características, a instalação não possui: sistema de geração de vapor, sistema de tratamento de água produzida, sistema de geração de gases inertes e sistema de lastro. A instalação possui os seguintes sistemas de utilidades:

2.2.1.1 - Sistema de Aquecimento e Refrigeração

Em função de suas características, a instalação não possui sistema de aquecimento e de refrigeração. A instalação possui o sistema descrito, a seguir:

a) Sistema de Ar Condicionado e Ventilação :

A PMNT-1 possui sistema de ar condicionado que garante a climatização e a pressurização das áreas internas de sala multiuso, salas de convivência, salas de painéis elétricos e transformadores, salas de automação e sala de controle.

Os principais equipamentos que compõem o sistema são:

Equipamento	Quantidade	Vazão	Pressão	Potência
Unidade de ar condicionado	5	N/A	N/A	18.000 Btu
	2	N/A	N/A	24.000 Btu
	2	N/A	N/A	48.000 Btu

2.2.1.2 - Sistema de Fornecimento e Armazenamento de Água**a) Água Doce :**

Não há sistema de dessalinização de água na PMNT-1. Toda a água doce consumida na plataforma é recebida a partir de embarcações de apoio.

Para o recebimento de água doce de embarcações de apoio, existe uma tomada para mangueiras, localizada no atracadouro da plataforma.

A água oriunda da embarcação de apoio é primeiramente recebida em um tanque de armazenamento. Deste tanque, é transferida por bombas centrífugas a dois tanques de distribuição, os quais alimentam ao consumo.

O consumo de água doce é para uso humano.

O sistema é formado pelos principais equipamentos abaixo:

Equipamento	Quantidade	Vazão / Capacidade	Pressão	Potência
Bombas de Água Doce (B-511501A/B)	2	5 m³/h	0,5 kgf/cm²	0,98 kW
Tanques de Distribuição de Água Doce (TQ-511502A/B)	2	0,9 m³	Atmosférica	N/A

O tanque estrutural de armazenamento de água está descrito no item 2.3.1.

b) Água Salgada :

A sucção da água do mar é feita através da bomba de combate a incêndio da PMNT-1. Existe uma linha na descarga desta bomba que automaticamente abastece o tanque de água salgada toda vez que é ligada. Vale destacar que a vazão que é alimentada ao tanque de água salgada não diminui a vazão mínima exigida para combate a incêndio.

O propósito do Sistema de Captação e Distribuição de Água Salgada é fornecer água do mar para os sanitários e a unidade de tratamento de esgotos da PMNT-1.

A água salgada, utilizada nos sanitários, retorna ao mar após passagem pela unidade de tratamento de esgoto.

O Sistema é formado pelos principais equipamentos abaixo:

Equipamento	Quantidade	Pressão	Potência	Vazão / Capacidade	Temperatura
Bomba de combate a incêndio (B-542001)	1	14 kgf/cm²	219 kW	300 m³/h	25 °C
Tanque de Água Salgada para Sanitários (TQ-511101)	1	Atmosférica	N/A	2 m³	25 °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 conectado à tomada de recebimento no atracadouro da PMNT-1.

Na plataforma, o óleo diesel passa por uma rede de 3" e por um filtro provido de transmissor indicador de pressão diferencial, um transmissor indicador de pressão e um transmissor indicador de vazão, seguindo para o tanque de armazenamento de óleo Diesel.

A purificação do óleo Diesel é obtida através de centrifugação. A centrífuga é alimentada por uma bomba que succiona o diesel do tanque de armazenamento, com o diesel centrifugado indo em seguida para o tanque de distribuição.

O tanque de distribuição alimenta outros dois tanques menores, o tanque da bomba de combate a incêndio e o tanque do gerador de emergência, sendo estes os únicos consumidores de diesel na PMNT-1.

Os principais equipamentos do sistema de óleo diesel são:

Equipamento	Quantidade	Pressão	Potência	Vazão / Capacidade
SC-513301 (Centrifuga de Óleo Diesel)	1	0,5 kgf/cm ²	4 kW	5 m ³ /h
B-SC-513301 (Bomba da Centrifuga de Óleo Diesel)	1	0,5 kgf/cm ²	1,1 kW	5 m ³ /h
TQ-513301 (Tanque de Armazenamento de Óleo Diesel)	1	Atmosférica	N/A	4 m ³
TQ-513302 (Tanque de Distribuição de Óleo Diesel)	1	Atmosférica	N/A	4 m ³
TQ-GE-514002 (Armazenamento do gerador)	1	Atmosférica	N/A	0,02 m ³

TQ-B-542001 (Armazenamento da bomba de combate a incêndio)	1	Atmosférica	N/A	1,5 m ³
---	---	-------------	-----	--------------------

Não existem tanques estruturais de armazenamento de óleo diesel na PMNT-1.

b) Gás Combustível :

Em função das suas características a instalação não possui sistema de recebimento de gás, tendo toda sua demanda suprida pelo sistema descrito no item 3.5.

2.2.1.4 - Sistema de Ar Comprimido

O ar comprimido requerido pelos instrumentos e outros serviços é provido por duas unidades de ar comprimido de instrumentos/serviço, sendo uma reserva. No caso de alto consumo do ar de serviço, a pressão do sistema cai e o compressor de reserva começa a operar.

O ar comprimido é secado nas Unidades Secadoras de Ar. Este ar seco é usado para instrumentos e serviço.

Antes de ser distribuído aos consumidores, o ar seco é armazenado no vaso de Ar de Serviço.

O ar seco é enviado do vaso para os consumidores por duas linhas distintas: ar para instrumentação essencial e para instrumentação não essencial. Caso a pressão do sistema caia, interrompe-se automaticamente o fornecimento de ar para a instrumentação não essencial, enquanto que para a instrumentação essencial não existe nenhum tipo de bloqueio automático.

Os compressores são unidades do tipo alternativo, livres de óleo, de dois estágios de compressão, acionados por um motor elétrico com sistema de refrigeração a ar.

O sistema é formado pelos principais equipamentos abaixo:

Equipamento	Quantidade	Vazão / Capacidade	Potencia	Temperatura (°C)	Pressão (kgf/cm ² g)
Unidade de Ar Comprimido (UC-	2	30 Nm ³ /h	7,3 kW	50	7,1

513401A/B)					
Unidade Secadora de Ar (S-UA-513401-01A/B)	2	30 Nm³/h	N/A	50	7,1
Vaso de Ar Comprimido (V-513401)	1	12,4 m³	N/A	30	7,1

2.2.1.5 - Sistema de Tratamento de Água e Efluentes

a) Água Oleosa :

A PMNT-1 dispõe de um tubo de despejo que recebe as águas pluviais que eventualmente caiam em áreas com possibilidade de contaminação e os efluentes das bacias de contenção dos equipamentos. No interior do tubo de despejo ocorre uma separação da parte aquosa da parte oleosa. Esta é então bombeada para um vaso de drenagem, que também recebe todas as drenagens eventuais dos vasos de processo. Todo o líquido acumulado neste vaso de drenagem é bombeado para o gasoduto de exportação da PMNT-1.

A parte aquosa é retornada ao mar através de um tubo sifonado presente no fundo do tubo de despejo.

A quantidade de água e de efluente tratado por esse sistema é variável. As características dos principais equipamentos estão descritas na tabela abaixo:

Equipamento	Quantidade	Pressão	Potência	Vazão/ Capacidade	Temperatura
Tubo de Despejo (TD-533601)	1	Atmosférica	N/A	4 m³	30 °C
Bomba do Tubo de Desepejo (B-533601)	1	0,6 kgf/cm²g	0,55 kW	1 m³/h	30 °C
Vaso de Drenagem (V-533601)	1	Atmosférica	N/A	8 m³	30 °C
Bombas do vaso de drenagem (B-533602A/B)	2	94,4 kgf/cm²g	5,5 kW	1 m³/h	30 °C
Bomba Auxiliar do Vaso de Drenagem (B-533603)	1	94,4 kgf/cm²g	30 kW	5 m³/h	30 °C

2.2.1.6 - Sistema de Flare

Não existe Sistema de Flare na PMNT-1, apenas Sistema de Vent, conforme descrito abaixo.

a) Sistema de Vent :

Os equipamentos da plataforma possuem sistemas de despressurização automáticos para proteção. Os gases oriundos desses sistemas são coletados por uma rede de tubulações, que direciona estes gases para o vaso do vent atmosférico. O líquido separado no vaso escoar para o vaso de drenagem fechada por ação gravitacional.

O vaso do vent tem como função realizar a separação das gotículas de líquido arrastadas pelo gás. O gás isento de líquido é aliviado para a atmosfera através do sistema de vent.

O sistema do vent é composto por cinco estágios, que são acionados de acordo com a vazão que está sendo despressurizada. O 1º estágio está sempre alinhado, enquanto os demais são abertos de acordo com a necessidade. Este 1º estágio conta com um sistema de CO₂ que abafa qualquer chama que eventualmente apareça na sua descarga. O sistema de abafamento do "vent" atmosférico é constituído de 2 baterias de cilindros de CO₂, com 2 cilindros de 45 kg cada, sendo um conjunto reserva do outro, para abafamento das chamas no caso de ocorrência acidental.

Os principais equipamentos deste sistema são:

Equipamento	Quantidade	Vazão/ Capacidade	Potência	Pressão	Temperatura
Vaso Vent Atmosférico (V-541501)	1	6.000.000 m³/d (@ 20 °C e 1 atm)	N/A	2,1 kgf/cm²g	20 °C
Dispersores do vent atmosférico	7	6.000.000 m³/d (@ 20 °C e 1 atm)	N/A	0 kgf/cm²g	20 °C

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

Os resíduos são segregados e depositados em coletores adequados e enviados para o seu destino final em terra.

A gestão de efluentes e a gestão de resíduos são objeto de verificação do IBAMA e tratados conforme procedimentos aprovados pelo referido órgão.

2.2.1.8 - Sistema de Gerenciamento de Substâncias Perigosas

A plataforma possui áreas específicas para armazenamento de produtos químicos perigosos.

Os produtos químicos são armazenados segundo as regras de compatibilidade química, promovendo assim a segurança no armazenamento. Os produtos químicos para injeção no processo são recebidos em tanques e transferidos para os tanques fixos.

Os produtos químicos perigosos são controlados através da disponibilização das informações de segurança para a força de trabalho por um sistema de gerenciamento de informações onde todos os produtos químicos perigosos são mapeados e suas informações são atualizadas.

O descarte de resíduos é feito conforme item 2.2.1.7.

2.3 - SISTEMA DE TANCAGEM**2.3.1 - Sistema de Tancagem**

A plataforma PMNT-1 não possui tanques de armazenagem de óleo nem esferas para estoque de gás.

A instalação possui tanques utilizados para armazenamento de água doce, inibidor de corrosão e inibidor de hidrato (etanol) conforme abaixo:

Fluido	Tanque	Capacidade (m ³)
Água Doce	TQ-511501 (Armazenamento)	20
Inibidor de Corrosão	TQ-126101 (Armazenamento)	6
Inibidor de Hidrato	TQ-126102 (Armazenamento)	2

2.3.2 - Fluxo de Movimentação de Fluidos entre Tanques

A monitoração dos volumes de fluidos armazenados nos tanques da PMNT-1 é automatizada e pode ser feita tanto pela sala de controle da Estação Vandemir Ferreira quanto pela sala da PMNT-1.

Os tanques possuem intertravamento de segurança que alarmam e/ou provocam a parada automática de bombas caso o nível saia da faixa de operação recomendável.

Por sua vez, o operador da PMNT-1 é responsável pelas manobras das válvulas dos tanques, partida/parada remota de bombas, ventiladores e outros equipamentos.

Há apenas movimentação entre os tanques de armazenamento e distribuição de diesel e de água doce. A movimentação entre tanques é feita através de bombas e redes específicas, conforme descrição a seguir:

a) Óleo Diesel :

A bomba da embarcação de apoio é a responsável para transferência do diesel da embarcação para o tanque de armazenamento da PMNT-1.

A bomba da centrífuga é utilizada para movimentar o diesel entre o tanque de armazenamento e o tanque de distribuição, enquanto a distribuição para os tanques de armazenamento do gerador e da bomba de combate a incêndio é feita através da gravidade.

As características dos equipamentos estão descritas no item 2.2.1.3.

b) Água Doce :

A água doce recebida é armazenada em um tanque de armazenamento e transferida para os tanques de distribuição através de duas bombas centrífugas.

A alimentação de água para os consumidores pelo tanque de distribuição é feita unicamente por gravidade.

O detalhamento do sistema e as características dos principais equipamentos estão descritas no item 2.2.1.2.

2.4 - SISTEMA DE SALVATAGEM

O Sistema de Salvatagem da PMNT-1 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	1	Baleeira com capacidade para 12 pessoas; Autonomia de 24h conforme NORMAM-05, Cap.3.
Balsa salva-vidas inflável	2	Capacidade para 25 pessoas cada
Colete salva-vidas	74	- Quantitativo conforme NORMAM-01, Cap. 9, Seção IV, Anexo 9A. - Tipo Classe I conforme NORMAM-05, Cap. 3, Seção III.
Boia salva-vidas	5	Com luz sinalizadora
Boia salva-vidas	2	Com luz sinalizadora e fumaça
Boia salva-vidas	6	Com cabo de flutuação
Kit de primeiros socorros	2	1 Disponível na baleeira
Foguete para-quedas	6	
EPIRB	0	
Radar Transponder	1	Disponível na baleeira
Radio portátil para embarcação salva vidas	2	
Fuzil Lança Retinidas	4	

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

Tanto a localização dos "Pontos de Reunião" quanto à localização da baleeira são sempre informadas nos briefings de segurança por ocasião dos embarques.

2.5 - SISTEMA DE ANCORAGEM / POSICIONAMENTO

Devido às características da PMNT-1, esta plataforma não possui nem ancoragem nem sistema de posicionamento, por ser uma unidade de produção

fixada ao leito marinho.

2.6 - SISTEMA DE SEGURANÇA, DETECÇÃO E COMBATE A INCENDIO

O Sistema de Segurança, Detecção e Combate a Incêndio é composto atualmente pelos seguintes recursos:

2.6.1 - Sistema de Detecção de Fogo e Gás

a) Detectores de fogo :

Têm o objetivo de identificar focos iniciais de incêndio e desta forma evitar que estes adquiram proporções maiores. Os detectores de fogo estão instalados na planta, baseados em uma variedade de princípios ativos, dependendo das características do local que eles protegem.

O acionamento de qualquer um deles alarma na sala de controle e desencadeia as ações descritas no item 3.6.2.

Os tipos de detectores de fogo utilizados são:

- **Plug Fusível:** Instalados nas áreas externas de processo, onde há dilúvio, em uma rede pressurizada com ar de instrumento. A uma temperatura entre 70 e 77 °C o calor produzido pelo incêndio fundirá os plugues fusíveis, despressurizando o circuito de ar entre os mesmos e a solenoide da ADV, abrindo esta automaticamente;
- **Detectores de fumaça (S):** instalados em zonas onde os primeiros indícios de fogo são provenientes da emissão de fumaça, como em salas de painéis, baterias, etc.

As principais zonas protegidas por detectores de fogo (S) são:

Descrição das Principais Zonas protegidas por detectores de Fogo (S)
Casaria
Convés Superior

b) Detectores de Gás :

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

O acionamento de qualquer um dos detectores de gás alarmará na sala controle e iniciará as ações descritas no item 3.6.2.

As principais zonas protegidas por detectores de gás (CH₄) são:

Descrição Zonas protegidas por detectores de Gás	CH ₄	H ₂ S	H ₂	CO ₂
Heliponto	X			
Convés Superior	X			
Convés Inferior	X			
Spider Deck	X			
Atracadouro	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 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

Para o fornecimento de água para combate a incêndio, a plataforma possui uma Bomba de Combate a Incêndio, do tipo centrífuga vertical acionada por motor diesel, potência contínua de 219 kW, para fornecer 300 m³/h de água captada diretamente do mar, o que corresponde a 150% da vazão de projeto

conforme NFPA-20. A pressão na rede é de 1370 kPa-g (14,0 Kgf/cm²-g).

A unidade possui um tanque de óleo diesel com capacidade para 1,5 m³.

As principais características dos equipamentos do sistema estão listadas abaixo:

Equipamento	Quant.	Pressão	Potência	Vazão / Capacidade
Bomba de Combate a Incêndio (B-542001)	1	14 kgf/cm ²	219 kW	300 m ³ /h

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

- Rede de Hidrantes:

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

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

Hidrantes Localização	1 ½" X 2
Heliponto	3
Convés Superior	3
Convés Inferior	2
Spider Deck	2
Atracadouro	1

- 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 incontrollável.

Áreas cobertas pelo Sistema de Combate a Incêndio por Dilúvio:

Descrição
Área de conexão dos Risers
Manifold
Área de Bombas, Filtro, Câmara de PIG, Permutador
Área da Unidade Hidráulica
Vasos de Pressão
Tanques

- Sistema Fixo de Combate a Incêndio por Espuma:

A plataforma é equipada com canhões fixos de espuma de acionamento manual no local que cobre a área do heliponto.

Este sistema é formado pelos equipamentos listados abaixo:

Equipamento	Quantidade	Pressão de Projeto	Pressão de Operação	Potência	Vazão/ Capacidade
Tanque de LGE do Heliponto (TQ-542401)	1	Atmosférica	Atmosférica	N/A	0,8 m³
Canhões Monitores Fixos	3	21 kgf/cm²g	14 kgf/cm²g	N/A	283,9 m³/h

2.6.3.2 - Sistema Fixo de Combate a Incêndio por Gás Inerte**Sistema com CO₂**

Sistema fixo de combate a incêndio por CO₂ tem como objetivo detectar e extinguir o fogo através de inundação total 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 duas baterias com 2 cilindros de armazenamento cada bateria, válvula de abertura rápida, tubos coletores, acionador e detectores automáticos. O sistema é formado por uma central, localizada próxima ao Sistema de Vent, com o

acionamento manual local e automático por sensor de temperatura a jusante do corta-chamas.

Este sistema cobre as seguintes áreas:

Área de Cobertura
Sistema de abafamento do Vent Atmosférico

2.6.3.3 - Equipamentos Portáteis de Extinção de Incêndio

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

Descrição	Quant.	Capacidade (Kg)
Extintor de incêndio de pó químico seco	3	50,0
Extintor de incêndio portátil de CO2	3	6,0
Extintor de incêndio de pó químico ABC	4	4,5
Extintor de incêndio de pó químico ABC	14	9,0
Extintor de incêndio de pó químico ABC	5	25,0
Extintor de incêndio de pó químico ABC	2	55,0
Canhão monitor portátil	1	

2.7 - SISTEMA DE MOVIMENTAÇÃO DE CARGA E PESSOAL

2.7.1 - Movimentação de Carga

A movimentação de cargas é feita através de uma grua com as seguintes características:

Localização	Capacidade	Tipo
Convés Superior	4 t	Eletro-hidráulico

2.7.2 - Movimentação de Pessoal

A movimentação de pessoal é feita preferencialmente por via aérea. A plataforma possui um heliponto localizado acima do deck superior, projetado para receber aeronaves de até 5,1 toneladas e dimensão máxima (D) de até 17,46 metros.

2.8 - SISTEMA DE COMUNICAÇÃO

O sistema é composto de:

2.8.1 - Sistema de Telefonia

A plataforma é atendida pela central telefônica da Estação Vandemir Ferreira, cujos ramais, em número de 12 (doze), são distribuídos nas salas de automação, multiuso, equipamentos essenciais, equipamentos elétricos, cabines públicas em cada nível, hot line para Estação Geofísico Vandemir Ferreira (EVF), INTERCOM e contêineres-camarotes.

2.8.2 - Sistema de Endereçamento Público

Sistema de comunicação interna da Unidade Marítima utiliza intercomunicadores distribuídos pela plataforma para veicular anúncios públicos, chamadas, mensagens de advertências e programas audíveis a todas as pessoas a bordo. É composto de um "rack" instalado no Compartimento de Telecomunicações. As informações públicas e as chamadas podem ser feitas através de estações de chamadas.

2.8.3 - Sistema de Comunicação de Rádio

Composto de cinco rádios marítimos (dois fixos e três moveis), cinco rádios aeronáuticos (dois fixos e três moveis), um rádio fixo SSB/MF e 15 rádios moveis na faixa de UHF com canais de frequência, para assessorar as atividades operacionais, movimentação de carga, segurança, salvamento e comunicações entre a plataforma e embarcações/aeronaves. 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.

Por se tratar de uma plataforma fixa localizada a pequena distância da costa, não é obrigatório sistema GMDSS completo a bordo.

Os principais equipamentos do sistema são:

Item	Quantidade	Localização
AM SSB/HF (fixo)	01	Sala de Automação
VHF Marítimo (fixo)	02	Sala de Automação e Sala Multiuso
VHF Marítimo (portátil)	03	Portátil
Rádio aeronáutico (fixo)	02	Sala de Automação e Sala Multiuso
Rádio aeronáutico (portátil)	03	Portátil
UHF (portátil)	15	Portátil
Rádio DBR 400/25M	02	Sala de Automação
Rádio KFT400	01	Sala de Automação

2.9 - SISTEMA DE GERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O sistema de geração de energia elétrica da instalação consiste de duas microturbinas geradoras, gerador de emergência e um conjunto de baterias 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 pelas 2 microturbinas a gás em operação, não havendo microturbinas em "stand by". A capacidade de geração do sistema é de aproximadamente 120 kW.

O sistema de geração de emergência compreende 1 gerador de emergência (DGE) para atender as cargas essenciais. O estoque de diesel da plataforma garante uma autonomia de até 15 dias de operação do gerador.

A distribuição é feita através do barramento principal de 220 V que alimenta 4 barramentos secundários com as seguintes voltagens: 1 de 220 V, 1 de 127 V, 1 de 48 V e 1 de 24 V.

Características dos principais equipamentos que compõem o sistema:

Equipamento	Quantidade	Potencia	Tensão	Frequencia	Fases	Consumo Combustível	Eficiência
Micro-turbinas (GE-514001A/B)	2	60 kW cada	480 V	60 Hz	3	480 m³/d	67%
Gerador Auxiliar (GE-514002)	1	217 kW	220 V	60 Hz	3 + Neutro	240 l/h	80%

A unidade ainda é provida de conjuntos de baterias (no breaks estáticos) com autonomia de 72 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;
- 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 e composto pelos seguintes equipamentos:

Equipamento	Quantidade	Capacidade	Tensão
Carregador de baterias	2	17 kVA (14,4 kW)	24VCC
Carregador de baterias	1	2,8 kVA (2,4 kW)	48VCC
Banco de baterias (autonomia 2 hs)	2	2250 Ah	24VCC
Banco de baterias (autonomia 2 hs)	2	150 Ah	48VCC

3 - Descrição do Processo de Produção

3.1 - SISTEMA DE PRODUÇÃO

O sistema de produção da PMNT-1 envolve uma estrutura submarina composta por poços produtores de gás, linhas de fluxo do processo (produção e umbilicais de controle) e por equipamentos submarinos (ANM - Árvores de Natal Molhadas). Também fazem parte deste sistema as operações de transferência de gás, realizadas através do gasoduto que liga a PMNT-1 à Estação Vandemir Ferreira. Nenhum poço é do reservatório do pré-sal e HTHP.

No que se refere ao método de elevação, os poços produtores da unidade operam todos com surgência natural.

Cada um dos 6 poços de produção está provido da sua árvore de natal molhada (ANM), operada da Plataforma através da 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. Todos os poços possuem válvulas do tipo DSSS.

Há uma SDV (válvula de "shutdown") instalada em cada linha de produção, para isolar a Plataforma dos poços quando houver condições anormais de processo ou por comando manual através de botoeira situada na ECOS.

Após os risers, as linhas de produção são então encaminhadas e conectadas aos dois "Manifolds" (Produção ou de Teste) instalados no convés inferior. Neste trecho, a montante dos "Manifolds", está instalada em cada linha uma válvula "choke" com o intuito de controlar a vazão de produção de cada poço.

3.1.1 - Controle e Segurança dos Poços

As ANM são equipamentos compostos por um conjunto de válvulas de proteção primária (W1, W2 e M1) e acessórios que têm as seguintes funções:

- Controlar a produção de gás;
- Permitir o acesso à coluna de produção;
- Permitir a passagem de sinal elétrico de sensores de temperatura e pressão, instalados na própria ANM, para a plataforma.

As ANM's são constituídas de válvulas de proteção primárias hidráulicas (válvula master e válvula lateral), que objetivam o controle e segurança do poço

para a produção. Adicionalmente, existe uma válvula de interligação da produção ao anular do poço (crossover) e uma válvula de intervenção no poço (swab) e 3 válvulas no anular da coluna de produção.

A válvula de pistoneio de produção somente podem ser operadas pela sonda de completação ou em override por ROV, com bitola de chave específica.

As válvulas máster (M1) e wing (W1), de produção, válvulas wing (W2) e AI do anular e a Válvula Crossover da árvore de Natal (Válvula XO), são acionadas pela plataforma de produção através de umbilical hidráulico, e são fechadas na ausência de pressão hidráulica. Também possuem 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
Válvula de Segurança de subsuperfície	4 1/2"	316 kgf/cm ²	527 kgf/cm ²	Válvula flapper
Válvula Master	4 1/16"	127 kgf/cm ²	351 kgf/cm ²	Válvula gaveta
Válvula Wing	4 1/16"	127 kgf/cm ²	351 kgf/cm ²	Válvula gaveta

A válvula 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 dimensão de 4 1/2", com classes de pressões de 5000 psi.

Os DSSS 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, falta de suprimento hidráulico ou acionamento manual do operador.

Não existem ANS's na PMNT-1.

Não existe válvula submarina para controle da vazão dos fluidos produzidos. Este controle é feito através da válvula choke, localizada no convés inferior da PMNT-1.

3.1.2 - Sistema de Injeção

Não se aplica.

3.2 - SISTEMA DE PROCESSAMENTO DE OLEO

A PMNT-1 não processa óleo.

3.3 - SISTEMA DE PROCESSAMENTO DE GAS

Não há nenhum tipo de processamento do gás na PMNT-1. Existe apenas um sistema de teste, que consiste de um coletor e um vaso de separação. Periodicamente, alinha-se um dos poços ao separador de teste. Neste, há a separação entre as fases gás, líquido e aquosa. Cada uma destas fases é medida e suas descargas são interligadas ao gasoduto.

Não existe unidade de compressão na PMNT-1, o escoamento se dá através da própria pressão disponível no gás.

Existe um sistema de injeção de etanol nas linhas que visa impedir a formação de hidrato onde há grande queda de pressão, com consequente queda de temperatura. Este sistema é utilizado somente na partida do poço, situação em que há possibilidade de hidratação.

No sistema de gás combustível, o gás é fornecido a uma pressão de cerca de 820 kPag. Os consumidores de gás combustível são as turbinas geradoras de eletricidade, as bombas pneumáticas da unidade hidráulica e o sistema de purga do vent atmosférico.

Os equipamentos da plataforma possuem sistemas de despressurização automáticos para proteção. Os gases oriundos desses sistemas são coletados por uma rede de tubulações, que direciona estes gases para o vaso do vent atmosférico. O líquido separado no vaso escoar para o vaso de drenagem fechada por ação gravitacional.

O sistema de vent está descrito no item 2.2.1.6.

3.4 - SISTEMA DE EXPORTAÇÃO DO OLEO E GAS

O Gasoduto PMNT-1 - Estação Vandemir Ferreira (24") que escoar o gás natural produzido pelo Campo de Produção de Manati, tem origem na Plataforma de Manati 1 (PMNT-1) e destino final na Estação Geofísico Vandemir Ferreira de Oliveira - EVF, no Município de São Francisco do Conde. Possui 125 km de extensão, dos quais 67,9 km terrestre e 57,1 km marítimo. No km 36,5 encontra-se a instalação intermediária de elevação de pressão Estação de Compressores de Camaçandi (SCOMP Manati). Portanto, o Gasoduto opera com o trecho entre a PMNT-1 e a Estação de Compressores de Camaçandi em um nível de pressão mais baixo, permitindo a manutenção da produção de gás do campo a medida em que ocorre a sua depleção (caimento da pressão estática do reservatório do Campo de Manati). O outro trecho do Gasoduto opera com pressão suficiente para o escoamento do gás desde a Estação de Compressores de Camaçandi até a EVF.

Este gasoduto conta com 4 válvulas de bloqueio, que fecham automaticamente em caso de pressão baixa no duto.

Os principais equipamentos do sistema de exportação de gás são:

Equipamento/ Trecho	Pressão (kPa)		Potência (kW)	Vazão de Projeto (Nm³/h)	Capacidade
	Operação	Projeto			
Gasoduto (PMNT-1 - SCOMP Manati)	4.217	9.806,7	N/A	310.541	N/A
Gasoduto (SCOMP Manati - EVF)	7.355	9.806,7	N/A	310.541	N/A

3.5 - SISTEMA DE GAS COMBUSTIVEL

Parte do gás natural proveniente dos poços é submetido a um condicionamento visando especificá-lo de acordo com os requisitos de consumo

na PMNT-1.

Este condicionamento consiste em um conjunto de 3 vasos em série, a uma pressão de operação decrescente. A cada etapa de queda de pressão, o líquido formado é removido e o gás segue para o vaso seguinte.

O sistema de gás combustível tem capacidade de processamento de cerca de 36 m³/h a 20°C e 101,3 kPa abs. O gás é fornecido aos consumidores a uma pressão de 820 kPag.

Os consumidores de gás combustível são as microturbinas geradoras de eletricidade, as bombas pneumáticas da unidade hidráulica e a purga do sistema de vent atmosférico.

Os principais equipamentos do sistema são:

Equipamento	Qtde.	Capacidade/ Volume	Pressão		
			Projeto	Operação	Abertura das válvulas de segurança
Primeiro Vaso Depurador de Gás Combustível (V- 513501)	1	0,16 m ³	6767 kPag	5170 kPag	6767 kPag
Segundo Vaso Depurador de Gás Combustível (V- 513502)	1	0,16 m ³	4850 kPag	4200 kPag	4850 kPag
Terceiro Vaso Depurador de Gás Combustível (V- 513503)	1	0,16 m ³	1000 kPag	820 kPag	1000 kPag

3.6 - SISTEMA DE AUTOMAÇÃO, CONTROLE E PARADA DE EMERGENCIA

3.6.1 - Sistema de Automação e Controle

Na PMNT-1, a automação e controle da planta de processo são feitos pelo sistema de supervisão e controle DELTA V da Emerson Process. Este possui

duas estações de operação on-shore na Estação Geofísico Vandemir Ferreira de Oliveira - EVF e duas off-shore na Plataforma de Manati 1. Essas estações permitem operar a Plataforma de Manati 1 tanto a partir da sala de controle da plataforma como a partir da EVF.

A operação é realizada através de uma tela/janela, que mostra gráficos de alta resolução, gráficos de tendência de variáveis e outras estruturas fixas de desenho. Os componentes principais destas estruturas fixas (equipamento e instrumentos) são animados, exibindo-se a troca de estado como a abertura e o fechamento de válvulas, partida de bombas, etc. As telas/janelas descrevem as Plantas de Processo e unidades pacotes. O DELTA V fornece uma Interface de Homem-Máquina (MMI) para processos/utilidades, sistemas elétricos e de segurança de toda a instalação.

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

- **DELTA V** - Sistema de supervisão e controle: é um DCD (Digital Control System) recurso de hardware/software especializado na visualização e comando de variáveis de campo em um formato satisfatório. Possui também controlador de processo de chão de fábrica, que no caso da PMNT-1 e da EVF é responsável por todas as malhas de controle de processo que nessas instalações utilizam a tecnologia FF-FieldBus Foundation.
- **SIS-PLC** - Sistema Instrumentado de Segurança: Baseia-se na utilização de Controlador Lógico Programável (PLCs) para execução de funções de intertravamento. É constituído por 2 CPUs redundantes e vários racks de I/O instalados no Painel de Intertravamento de Segurança, localizado na Sala dos PLCs.
- **Unidades pacotes de Automação** - São os subsistemas automatizados, que executam funções auxiliares em PMNT1 e se comunicam com o SIS-PLC.

3.6.2 - Parada de Emergência da Unidade de Produção

A função da Parada de emergências da Unidade de produção é de garantir uma proteção segura, ao efetuar a parada de emergência controlada da unidade de produção offshore, incluindo as unidades pacotes de automação.

Esta função é iniciada automaticamente através de sensores de processo

(sensores e transmissores) que detectam a anormalidade proveniente de variáveis de processo e parâmetros do equipamento, e atuam elementos finais de campo (também chamados de dispositivos protetores) como válvulas de parada de emergências (SDVs), válvulas de blowdown (BDVs), válvulas de shutoff (XVs), painéis de controle locais, etc. (através de válvulas solenóide e relés), isolando, aliviando e parando o equipamento ou o sistema operacional que causa ou está sujeito a perigo.

O sistema de bloqueio possui quatro níveis:

- **Nível 1 (ESD1):** Desligamento parcial do processo ou equipamentos;
- **Nível 2 (ESD2):** Desligamento do processo sem afetar os equipamentos;
- **Nível 3 (ESD3-P e ESD3-T):** Desligamento parcial e total do processo e de equipamentos "não essenciais";
- **Nível 4 (ESD4):** Despressurização automática e preparação para abandono se necessário.

O sistema de bloqueio emergencial para níveis 1, 2 e 3 pode ser acionado manual ou automaticamente. O acionamento do nível 4 só poderá ser manual.

O nível de bloqueio ESD2 é acionado no caso de variáveis de processo específicas, ultrapassem as condições operacionais, parando a produção da plataforma de forma segura fechando as SDVs instaladas na plataforma, sem o fechamento dos poços.

O nível de bloqueio ESD3-P é acionado no caso de gás, incêndio confirmado em áreas não cobertas pelo sistema de dilúvio, falha na energia elétrica ou falha em unidades pacotes. Automaticamente é acionada ESD2, a energia elétrica dos barramentos de processo é cortada e as válvulas dos poços são fechadas.

O ESD3-T é acionado no caso de Incêndio confirmado nas áreas protegidas por sistema automático de dilúvio. Automaticamente é acionado ESD3-P e estando a plataforma desabitada ela é despressurizada.

O ESD4 é iniciado manualmente através dos pontos de alerta manual localizados na sala de controle central, ou via estação de supervisão e controle localizada na plataforma ou mesmo na EVF.

Todos os dispositivos de detecção, em todos os níveis, estão ligados à sala de controle, onde a tomada de decisão sobre os procedimentos passam pela

matriz de causa e efeito que vai disparar as ações de respostas para os equipamentos da planta, em todos os níveis.

O Sistema Instrumentado de Segurança (SIS) é baseado em Controladores Lógicos Programáveis, montados em painéis tipo gabinete e implementados com duplicidade completa de "racks" (incluindo fontes, cartões de comunicação e CPU) em arquitetura "hot stand-by".

As unidades pacotes são baseadas em PLCs e tem funções específicas.

a) Unidade de compressão de ar - é formada por 2 compressores e 2 PLCs que se comunicam através de rede de comunicação digital com o SIS-PLC.

b) Gerador auxiliar diesel - é formada por um PLC que se comunica através de rede de comunicação digital com o SIS-PLC.

c) Bomba de combate a incêndio - é formada por um PLC que se comunica através de rede de comunicação digital com o SIS-PLC.

d) Microturbinas - são 2 controladas cada uma por um autômato dedicado que se comunica com o SIS-PLC através de cartões de I/O de forma a permitir comandos de partida e parada. Adicionalmente elas se comunicam com um PC que tem a função de monitoração de suas condições operacionais.

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

A PMNT-1 atualmente recebe a produção de 6 poços de gás do tipo submarinos, equipados com árvore de natal molhada (ANM). Cada poço é equipado com linhas flexíveis de 6", que interligam a ANM ao riser presente no fundo da plataforma. Após o riser, cada poço está equipado na chegada da PMNT-1 com uma SDV de fechamento em caso de emergências ou necessidades operacionais. A jusante das SDVs, cada poço tem sua válvula choke, que controla a vazão de gás a ser produzida. Da válvula choke, o gás pode ser direcionado para o coletor de produção - um tubulão que recebe a chegada dos 6 poços, ou para o coletor de teste - uma tubulação que recebe a produção de um poço por vez e a direciona para o separador de teste.

Os teores máximos de CO₂ e H₂S dos fluxos que chegam à unidade são, respectivamente, 0,43 e 0,000216 %.

O gás que passa pelo separador de teste, bem como o gás coletado no coletor de produção são misturados, passam por mais duas SDVs de segurança, uma na plataforma e outra submarina, e em seguida são direcionados para o gasoduto de exportação. Este gasoduto de 24" tem ao todo 125 km de extensão, sendo dividido em dois trechos, o primeiro que conecta a PMNT-1 à Estação de Compressores de Camaçandi (SCOMP Manati) e o segundo que conecta a SCOMP Manati à Estação Vandemir Ferreira.

O controle de abertura e fechamento das válvulas da ANM é feito através de um fluido hidráulico, bombeado da plataforma até a ANM através de umbilicais flexíveis.

O umbilical consiste em um conjunto de linhas coaxiais (mangueiras), integradas em um único cabo para transmitir suprimentos hidráulicos, produtos químicos (inibidor de corrosão e inibidor de hidrato - etanol), elétricos e outros sinais necessários para operar e monitorar os poços de produção. Todos os umbilicais para os poços de produção são do tipo hidráulicos. Atualmente, injeta-se inibidor de corrosão na ANM da PMNT-1, de forma a proteger de efeitos corrosivos a tubulação desde a plataforma até a EVF.

Em casos de anormalidades, todas as SDVs se fecham conforme procedimento de parada de emergência descrito no item 3.6.

O Anexo 1 mostra o Diagrama Unifilar de Interligação da PMNT-1 com os

poços, gasoduto 24" e EVF.

5 - Descrição do Processo de Perfuração**5.1 - SISTEMA DE PERFURAÇÃO**

Não se aplica.

5.2 - SISTEMA DE CONTROLE DE POÇO

Não se aplica.

5.3 - SISTEMA DE CONTROLE, AUTOMAÇÃO E PARADA DE EMERGENCIA

Não se aplica.

6 - Glossário	
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Árvore de Natal	Equipamento mecânico instalado na cabeça-de-poço (wellhead), 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.
BSW	Basic Sediments and Water. Teor de sedimentos e água presente no óleo produzido.
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.
Gás lift	(Injeção de Gás) - Método de elevação artificial de petróleo compreendendo, basicamente, a injeção de gás no fluido produzido, dentro ou fora do poço, com o objetivo de viabilizar ou aumentar a produção.
GMDSS	Global Maritime Distress and Safety
Header	Tubo coletor de fluido.
Heliponto	(helideck) - Área demarcada, destinada ao pouso e decolagem de helicópteros.
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis.

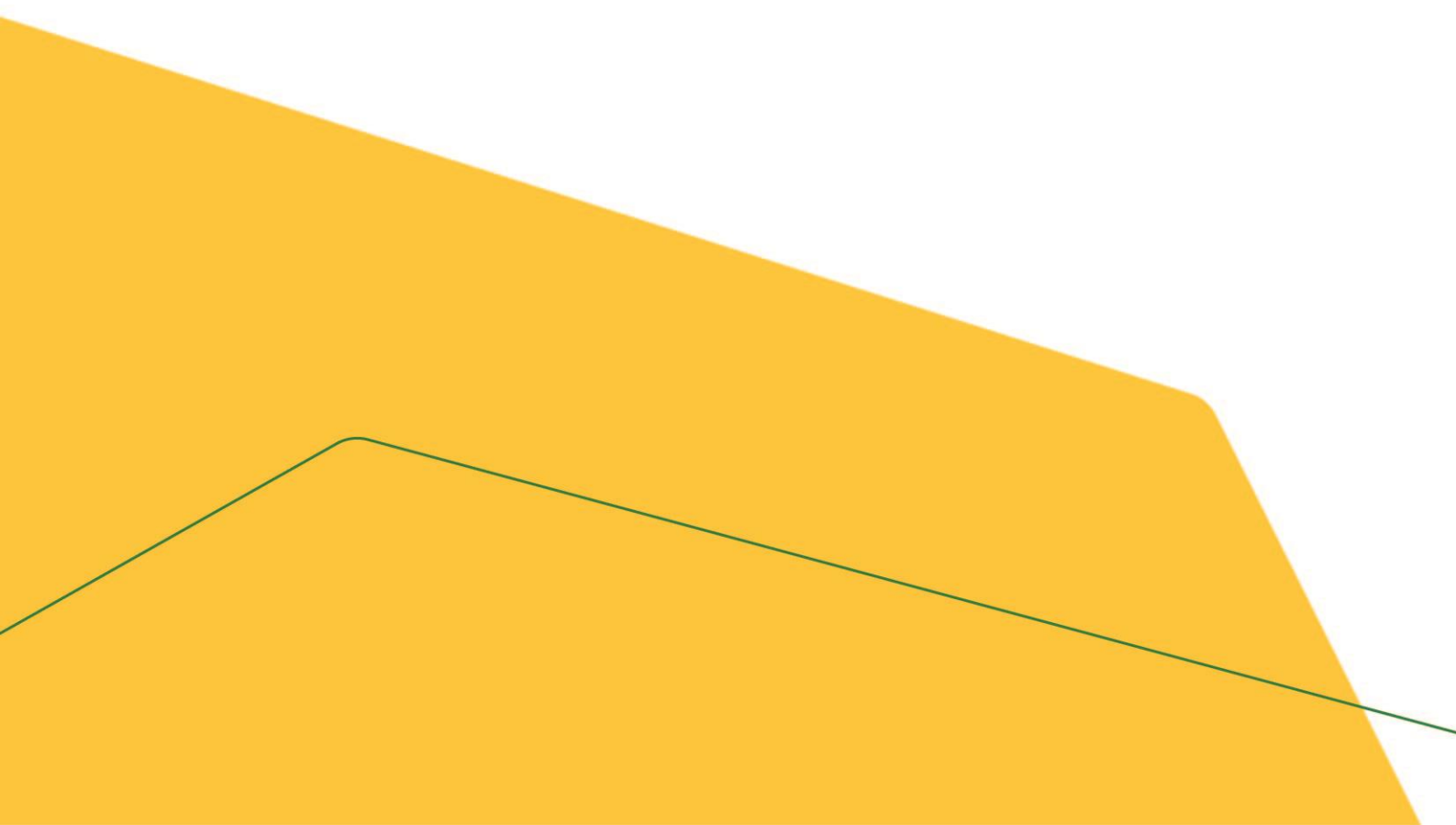
Lâmina d'água	(LDA) Distância vertical entre a superfície e o fundo do mar.
Manifold	Equipamento localizado no leito oceânico cujo objetivo é a equalização das diferentes pressões dos fluxos de cada um dos poços, antes de enviá-los às linhas de produção. Da mesma forma esse equipamento controla a vazão dos poços.
Plataforma fixa	Estrutura fixada do fundo do mar onde são instalados os equipamentos de perfuração e/ou produção de petróleo.
Poço surgente	Tipo de poço que promove a elevação natural dos fluidos (óleo/água/gás) desde o reservatório até as facilidades da produção.
QAV	Querosene de aviação.
Riser	Tubulação que liga o FPSO ao sistema submarino. Os risers podem ser de produção ou de injeção. Os risers de produção escoam os fluidos da formação para a FPSO, já os risers de injeção são utilizados para inserir gás ou água de forma a otimizar a produção.
SDV	Shut Down Valve: Elemento final de controle automático acionado pelo sistema de parada de emergência cuja função é bloquear determinado circuito de processo e equipamento que contenha hidrocarboneto sob pressão.
Válvula Choke	Válvula de regulação, utilizada para controlar a vazão do poço.
Válvula M1	Válvula Master 1 da árvore de Natal
Válvula M2	Válvula Master 2 da árvore de Natal
Válvula W1	Válvula Wing 1 da árvore de Natal

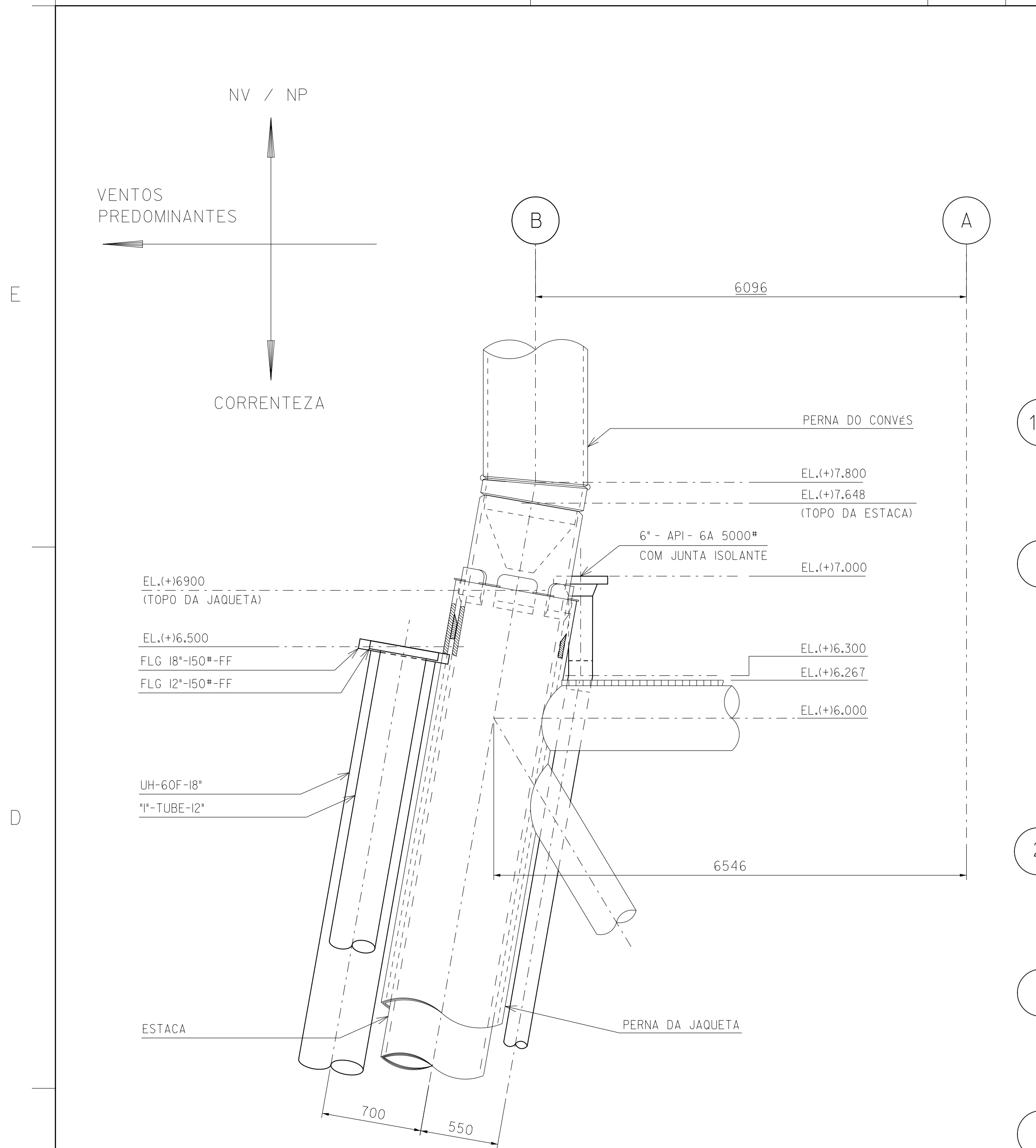
Válvula W2	Válvula Wing 2 da árvore de Natal
------------	-----------------------------------

ANEXO 1 - DIAGRAMA DE INTERLIGAÇÃO

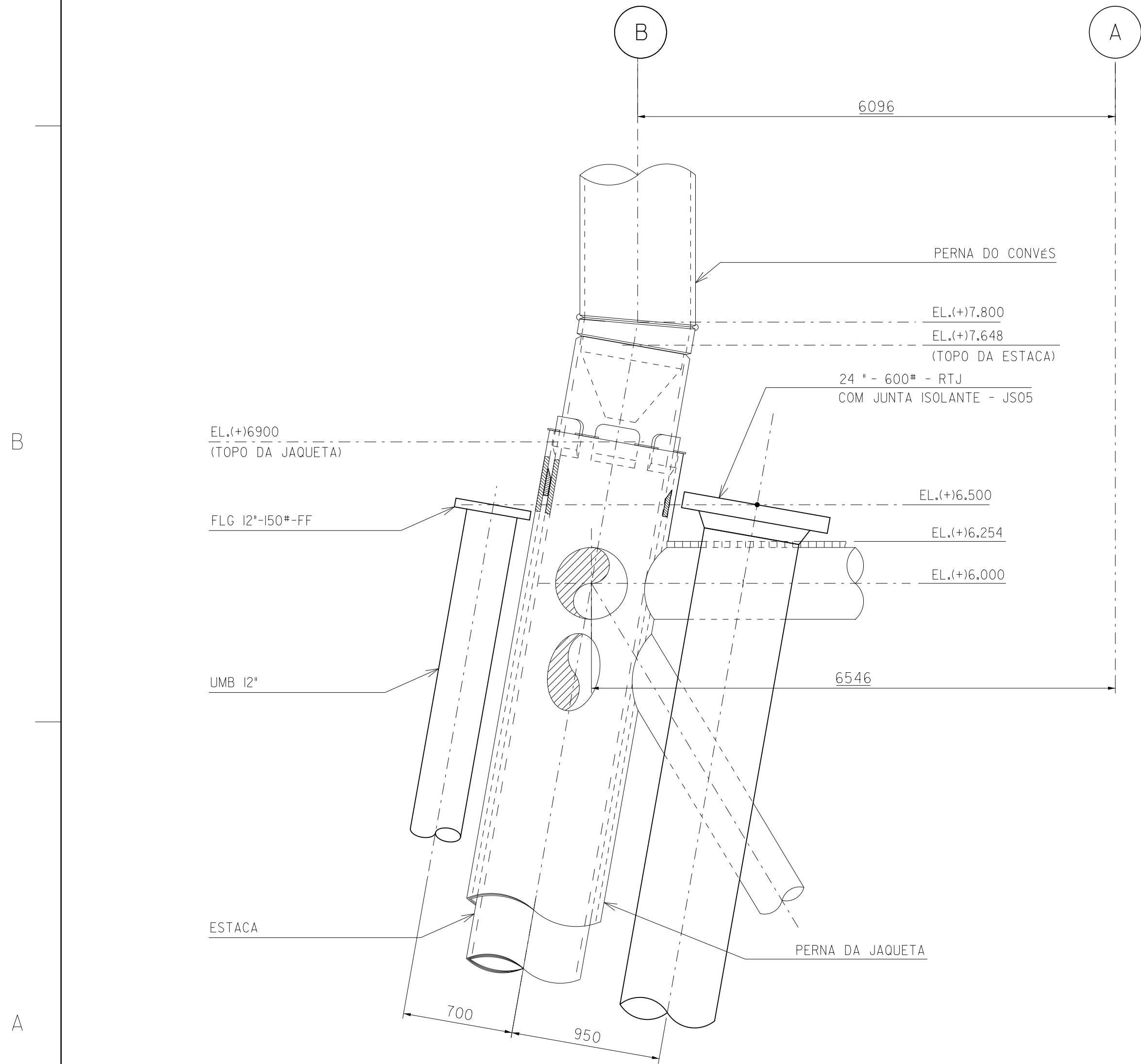
Anexo 6

Arranjo Geral

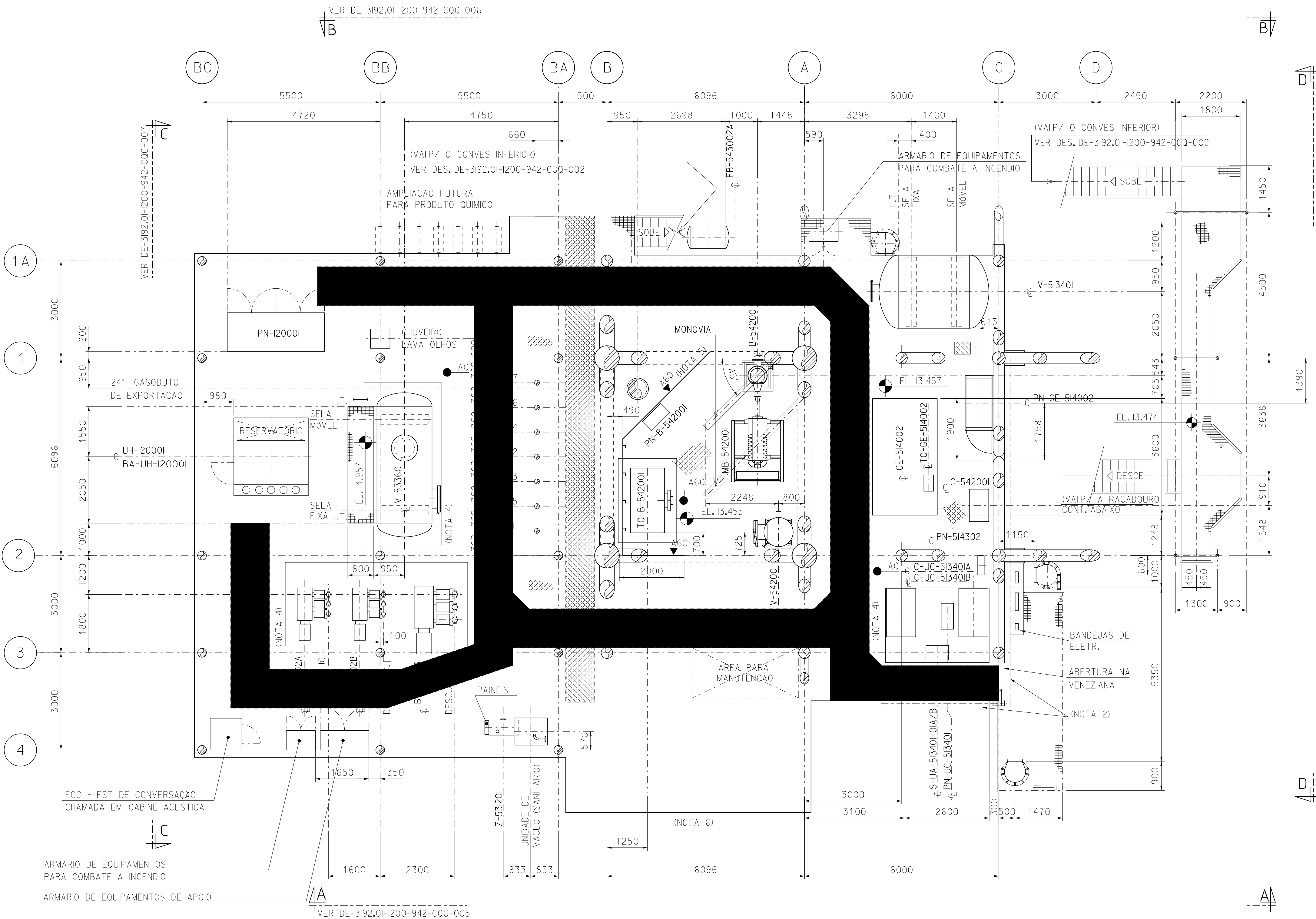




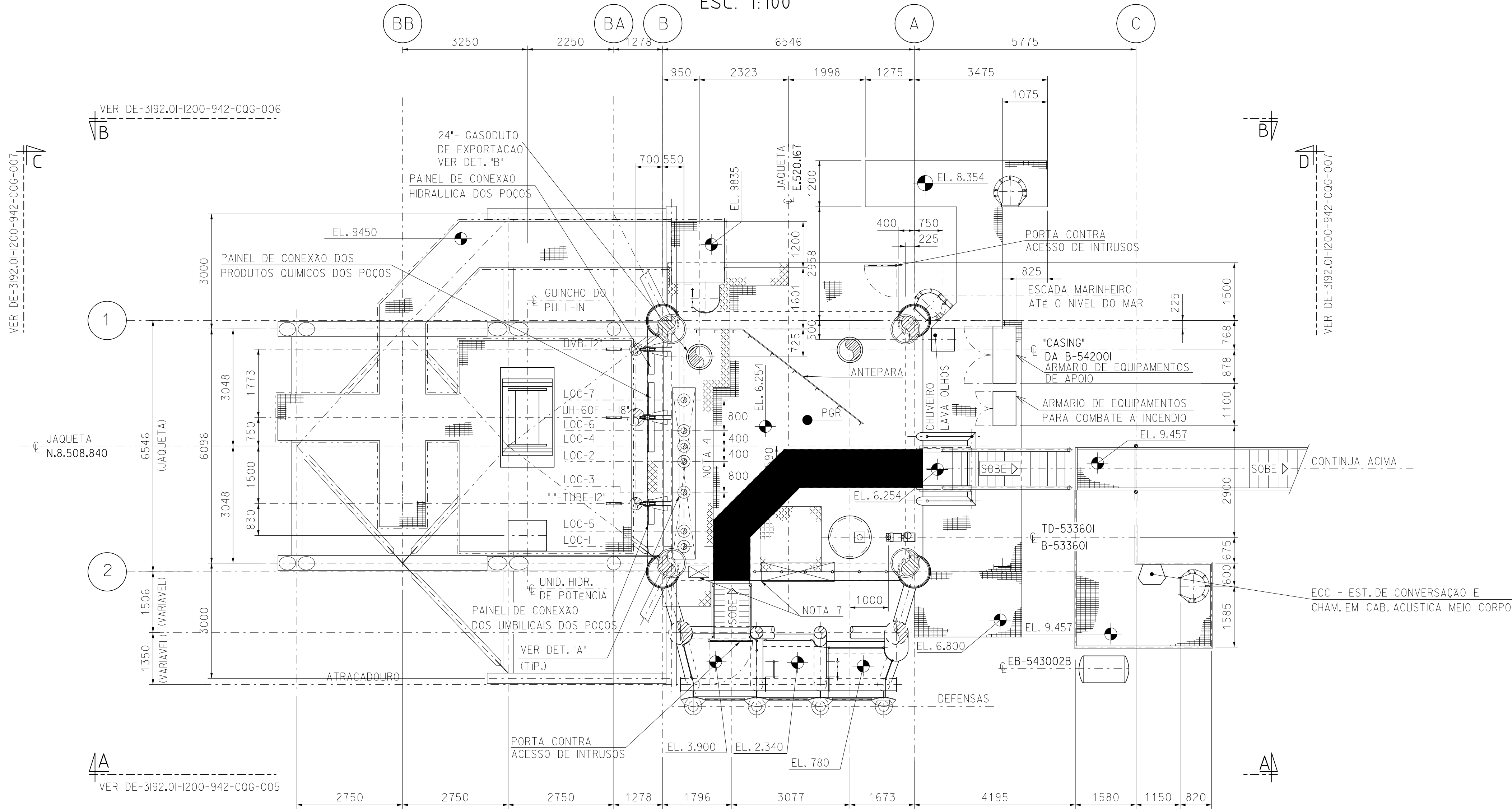
DETALHE "A"
ESC. 1:33.1/3



DETALHE "B"
ESC. 1:33.1/33



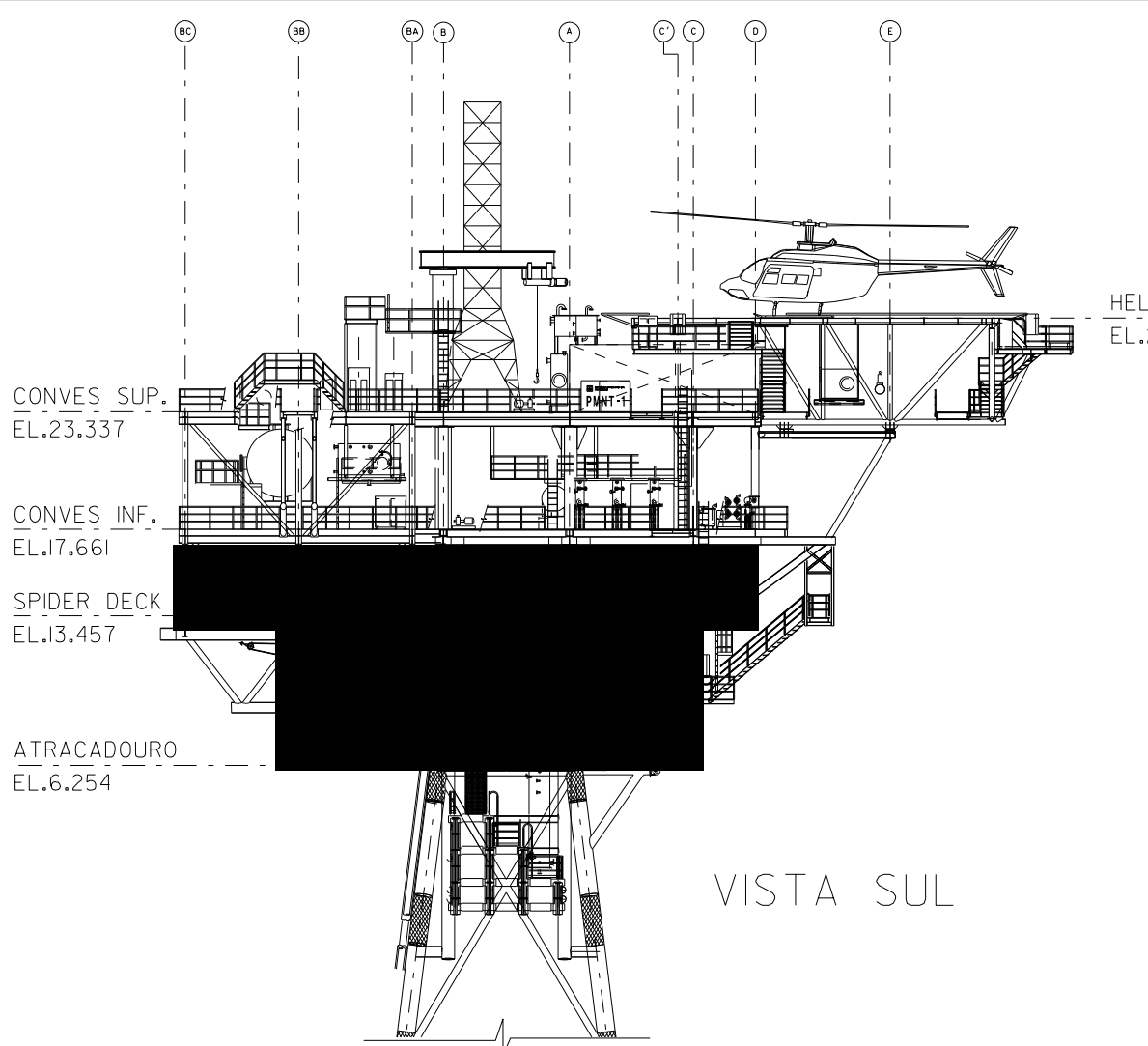

SPIDER DECK
EL. 13.457
ESC. 1:100

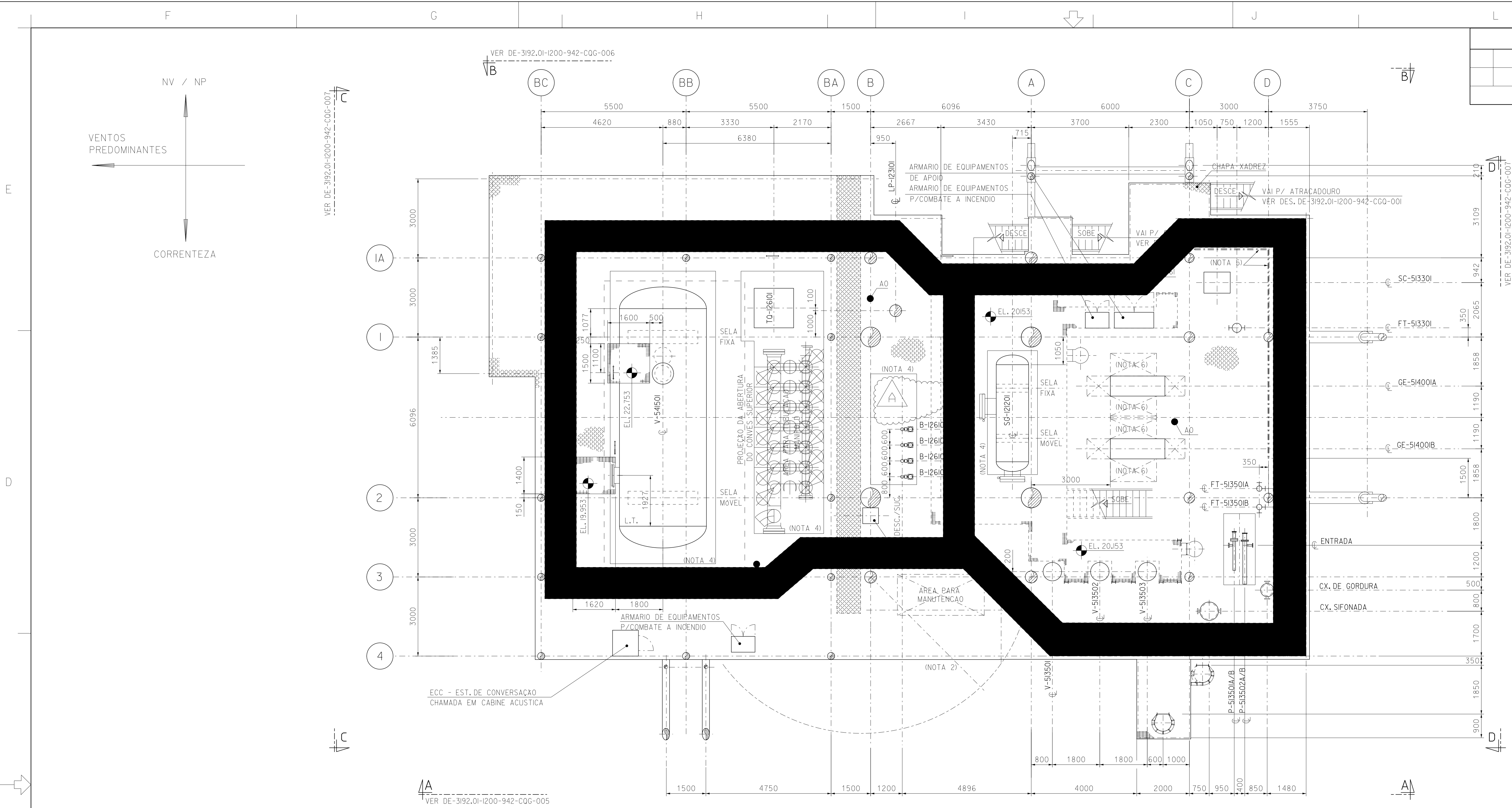


ATRACADOIRO
EL. 6.254
ESC. 1:100

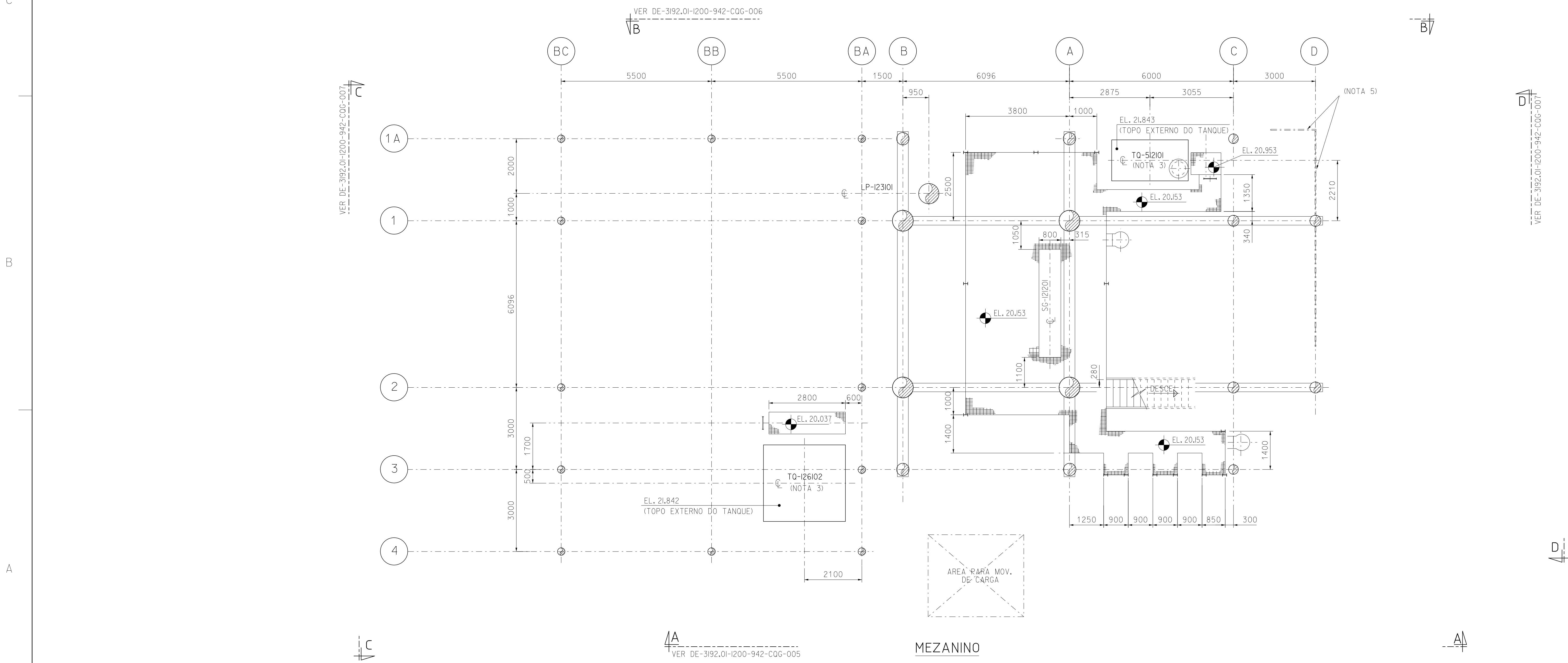
LISTA DE EQUIPAMENTOS			
EQUIP.	DESCRIÇÃO	ELEV.	FLUX. (NOTA 9)
B-533601	BOMBA DO TUBO DE DESPEJO	EL.TB.7,157	5336-201
B-533602A	BOMBA DO VASO DE DRENAGEM	EL.TB.J.3,946	5336-201
B-533602B	BOMBA DO VASO DE DRENAGEM	EL.TB.J.3,946	5336-201
B-533603	BOMBA AUXILIAR DO VASO DE DRENAGEM	EL.TB.J.3,946	5336-201
B-542001	BOMBA DE COMBATE A INCENDIO	EL.TB.J.3,657	5420-201
BA-UH-120001	BANCO DE ACUMULADORES DA UNID. HIDRAULICA	EL.TB.J.3,457	-
C-542001	COMPRESSOR AR COMPRIM.P/BOMBA DE INCENDIO	EL.TB.J.3,457	5420-201
EB-543002A	BALSA SALVA-VIDAS	-	-
EB-543002B	BALSA SALVA-VIDAS	-	-
GE-514002	GERADOR AUXILIAR	EL.TB.J.3,457	5140-201
MB-542001	MOTOR P/ BOMBA DE COMBATE A INCENDIO	EL.TB.J.3,457	5420-201
PN-120001	PAINEL HIDRAULICO	EL.TB.J.7,661	1201-207
PN-UC-513401	PAINEL DE COMANDO	EL.TB.J.3,457	5134-201
PN-514302	PAINEL TOMADAS DE CONEXAO P/ EMBARCAÇÃO	EL.TB.J.3,457	5143-201
PN-B-542001	PAINEL DE CONTR. BOMBA COMBATE A INCENDIO	EL.TB.J.3,457	5420-201
PN-GE-514002	PAINEL DE CONTROLE DO GERADOR AUXILIAR	EL.TB.J.3,457	5420-201
TD-533601	TUBO DE DESPEJO	EL.FET.J.318	5336-201
TD-GE-514002	TANQUE OLEO DIESEL DO GE AUXILIAR	-	5420-201
TD-B-542001	TANQUE DIESEL DA BOMBA DE COMB. INCENDIO	EL.TB.J.3,457	5420-201
S-UA-513401	UNIDADE DE SECAGEM DE AR COMPRIMIDO	EL.TB.J.3,457	5134-201
C-UC-513401A	UNIDADE DE COMPRESSAO DE AR	EL.TB.J.3,457	5134-201
C-UC-513401B	UNIDADE DE COMPRESSAO DE AR	EL.TB.J.3,457	5134-201
UH-120001	UNIDADE HIDRAULICA	EL.TB.J.3,457	-
V-513401	VASO DE AR COMPRIMIDO	EL.TB.J.3,932 (NOTA 8)	5134-201
V-533601	VASO DE DRENAGEM	EL.TB.J.3,662	5336-201
V-542001	VASO AR COMPRIMIDO P/ BOMBA DE INCENDIO	EL.TB.J.3,457	5420-201
Z-531201	UN. DE TRATAMENTO DE DESPEJO SANITARIO	EL.TB.J.3,457	5312-201

DOCUMENTOS DE REFERENCIA			
DE-3192.01-1200-942-PPC-201 - ARRANJO GERAL - SPIDER DECK E EL. 6267			
LI-3192.01-1200-940-PPC-201 - LISTA DE EQUIPAMENTOS			
DE-3192.01-1200-942-COG-DOLP - ARRANJO GERAL SPIDER DECK E ATRACADOIRO			
NOTAS GERAIS			
1 - TODAS AS DIMENSÖES E ELEVAÇÕES ESTAO EM MILIMETROS.			
2 - VENEZIANA.			
3 - CANCELADO.			
4 - BACIA DE CONTENÇÃO DIRETAMENTE NO PISO (h = 150 mm).			
5 - ANTEPARA CLASSIFICADA EM TODO PE DIREITO.			
6 - GUARDA-CORPO REMOVIVEL.			
7 - ESTAÇÕES PARA CONEXÖES COM EMBARCAÇÃO DE APOIO PARA SUPRIMENTO DE AGUA, PRODUTOS QUIMICOS, OLEO DIESEL, OLEO DIESEL P/ ENCHIMENTO DOS POÇOS, E ENERGIA ELETRICA LOCADAS NO ATRACADOIRO PARA PARTIDA DA PLATAFORMA.			
8 - ELEV. REFERE-SE AO PT. NA SELA FIXA.			
9 - O NUMERO DO FLUXOGRAMA E COMPLEMENTADO COMO A SEGUIR: DE-3192.01-xxxx-944-COG-xxx.			
10 - ESTE DESENHO FOI EXECUTADO CONFORME PADRAO PE-4E5-00010, SENDO O DESENHO DE REFERENCIA O DE-3192.01-1200-942-COG-001.			

LISTA DE PENDENCIAS							
ELEVACÃO CHAVE							
<div></div>							
0		EMISSÃO INICIAL CONFORME CONSTRUIDO		23/04/12	V. REIS	E.SARTORI	M.FAVARO
REV.	DESCRIÇÃO			DATA	EXEC.	VERIF.	APROV.
ESTE DOCUMENTO É DE PROPRIEDADE DA PETROBRAS S.A. - PETROBRAS, E NÃO PODE SER REPRODUZIDO OU USADO PARA QUALQUER FINALIDADE DIFERENTE DAQUELA PARA A QUAL ESTÁ SENDO FORNECIDO.							
CHEMTECH SERVIÇOS DE ENGENHARIA E SOFTWARE LTDA				CONTRATO N.º: 4504523279 RESP. TÉCNICO: MARCELO JORGE FAVARO CREA N.º: 506849580 Nº ELET.: DE-3192.01-1200-942-PQG-010-010			
 PETROBRAS S.A. PETROBRAS				E&P - UO-BA ATP-BM/ENG			
CLIENTE							
UO-BA / ATP-BM							
PROGRAMA							
DOCUMENTO ATUALIZADO							
ÁREA							
PLATAFORMA MARITIMA DE MANATI PMNT-1							
TÍTULO							
ARRANJO GERAL SPIDER DECK E ATRACADOIRO							
PROJ.	CHZ	EXEC.	V. REIS	VERIF.	E.SARTORI	APROV. M. FAVARO	
ESCALA	IND.	FORM.	AI	C.CUSTO	FOLHA 01 DE 01		
DATA	23/04/12		Nº	DE-3192.01-1200-942-PQG-001			



PLANTA DO CONVÉS INFERIOR
EL. 17.661



MEZANINO

LISTA DE PENDENCIAS		LISTA DE EQUIPAMENTOS			
		EQUIP.	DESCRIÇÃO	ELEV.	FLUX. (NOTA 9)
		B-126102A/B	BOMBA DE INIBIDOR DE HIDRATO P/ GAS COMB.	EL.TB.J8.251 (NOTA 8)	1261-202
		B-126105	BOMBA DE INIBIDOR DE HIDRATO P/ FOCOS	EL.TB.J8.231	1261-202
		B-126106	BOMBA DE INIBIDOR DE HIDRATO P/ AS CHOKES	EL.TB.J8.231	1261-202
		GE-514001A/B	GERADOR PRINCIPAL	EL.TB.J7.661	5140-201
		ESP-015	CX. DE GORDURA	EL.TB.J7.661	5312-201
		FT-513301	FILTRO DE OLEO DIESEL	EL.TB.J7.661	5133-201
		FT-513501A/B	FILTRO DE GAS COMBUSTIVEL	EL.TB.J7.661	5135-201
		P-513501A/B	PRE AQUECEDOR DE GAS COMBUSTIVEL	EL.TB.J7.661	5135-201
		P-513502A/B	AQUECEDOR DE GAS COMBUSTIVEL	EL.TB.J7.661	5135-202
		SC-513301	CENTRIFUGA DE OLEO DIESEL	EL.TB.J7.661	5133-201
		SG-121201	SEPARADOR DE TESTE	EL.TB.J8.325	1212-201
		TQ-126101	TANQUE DE INIBIDOR DE CORROSAO	EL.TB.J7.661	1261-201
		TQ-126102	TANQUE DE INIBIDOR DE HIDRATO	EL.FET.20.331 (NOTA 7)	1261-202
		TQ-512101	TANQUE DE HIPOCLORITO	EL.FET.20.327 (NOTA 7)	5121-201
		V-513501	PRIMEIRO VASO DEPURADOR DE GAS COMBUSTIVEL	EL.TB.J7.661	5135-201
		V-513502	SEGUNDO VASO DEPURADOR DE GAS COMBUSTIVEL	EL.TB.J7.661	5135-201
		V-513503	TERCEIRO VASO DEPURADOR DE GAS COMBUSTIVEL	EL.TB.J7.661	5135-201
		V-514501	VASO DO VENT ATMOSFERICO	EL.TB.J9.048	5135-201

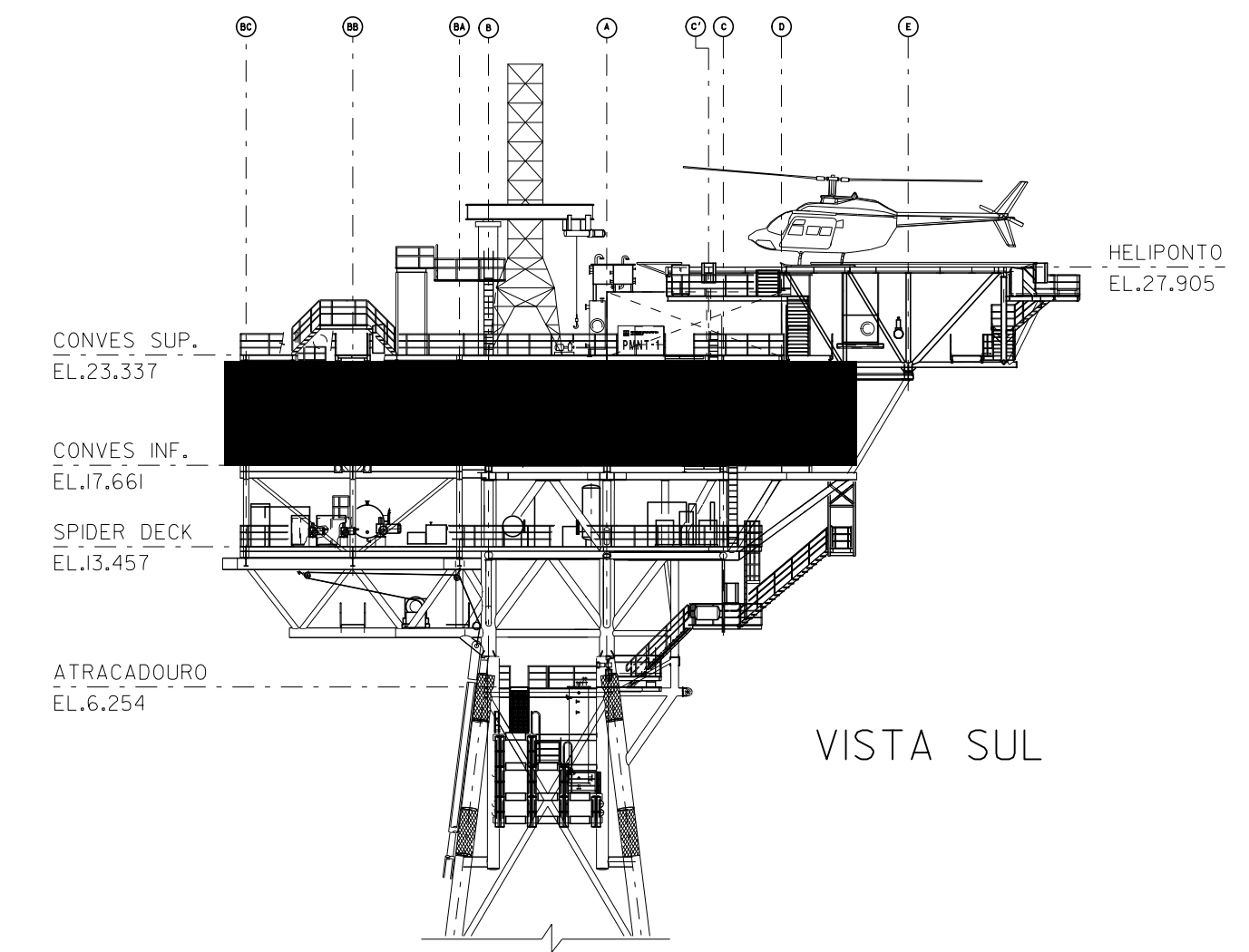
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

DE-3192.01-1200-942-PPC-002 - ARRANJO GERAL - CONVES INFERIOR E MEZANINO
LI-3192.01-1200-940-PPC-001 - LISTA DE EQUIPAMENTOS
DE-3192.01-1200-942-COG-002.M - ARRANJO GERAL PLANTA DO CONVES INFERIOR

NOTAS GERAIS

- 1 - TODAS AS DIMENSÕES E ELEVAÇÕES ESTÃO EM MILÍMETROS
- 2 - CORRIMÃO REMOVÍVEL
- 3 - TANQUE ELEVADO (SOB O PISO DO CONVES SUPERIOR).
- 4 - BACIA DE CONTENÇÃO DIRETAMENTE NO PISO (h = 150 mm).
- 5 - VENEZIANA DO CONVES INFERIOR ATÉ CONVES SUPERIOR.
- 6 - ÁREA PARA MANUTENÇÃO.
- 7 - FET - FUNDO EXTERIOR DO TANQUE.
- 8 - TB - TOPO DA BASE.
- 9 - O NÚMERO DO FLUXOGRAMA É COMPLEMENTADO COMO A SEGUIR:
DE-3192.01-xxx-944-COG-xxx.
- 10 - ESTE DESENHO FOI EXECUTADO CONFORME PADRÃO PE-4E5-00010, SENDO O DESENHO DE REFERÊNCIA O DE-3192.01-1200-942-COG-002.

ELEVAÇÃO CHAVE



VISTA SUL

A	REVISADO PARA EXCLUIR AS B-126102A/B E B-126104; EM ATENDIMENTO AO TAM UO-BA/APP/OP-MNT-0022/206.		04/02/21	RONALDO	LIVIA	LIVIA
O	EMISSIONAL INICIAL CONFORME CONSTRUÇÃO		23/04/12	V. REIS	E.SARTORI	M.FAVARO
REV.	DESCRIÇÃO		DATA	EXEC.	VERIF.	APROV.
ESTE DOCUMENTO É DE PROPRIEDADE DA PETROBRAS S.A. - PETROBRAS E NÃO PODE SER REPRODUZIDO OU USADO PARA QUALQUER FINALIDADE DIFERENTE DAQUELA PARA A QUAL ESTÁ SENDO FORNECIDO.			CONTRATO N.º 4504523219 RESP. TÉCNICO: MARCELO JORGE FAVARO CREA N.º: 506849580 Nº ELET. : DE-3192.01-1200-942-PQG-002-01.CODN			
 PETROBRAS S.A. PETROBRAS			E&P - UO-BA ATP-BM/ENG			
CLIENTE			UO-BA / ATP-BM			
PROGRAMA			DOCUMENTO ATUALIZADO			
ÁREA			PLATAFORMA MARÍTIMA DE MANATI PMNT-1			
TÍTULO			ARRANJO GERAL PLANTA DO CONVÉS INFERIOR			
PROJ.	CHZ	EXEC.	V. REIS	VERIF.	E.SARTORI	APROV. M. FAVARO
ESCALA	1:100	FORM.	AI	C.CUSTO	FOLHA	01 DE 01
DATA	23/04/12	Nº	DE-3192.01-1200-942-PQG-002			

Anexo 7

Inventário de Dutos e Equipamentos Submarinos

A decorative graphic element in the bottom right corner of the page. It consists of a solid yellow shape that forms a large triangle pointing towards the bottom right. A thin green line starts from the left edge of the yellow shape, goes up to a peak, and then slopes down towards the bottom right corner of the page.

Inventário de Dutos Flexíveis e Umbilicais - Campo de Manati

Descrição	B - Código de identificação ANP	A-Tipo	N- Produto movimentado	R- Situação de limpeza	J- Tipo de estrutura (flexível, rígido, polimérico ou híbrido)	Q- Situação operacional (incluindo sit. Extremidades)	ORIGEM				DESTINO				E- Ano de instalação	F- Comprimento (m)	G- Comprimento do trecho riser (m)	G- Comprimento do trecho flowline (m)	H- Comprimento do trecho aflorado (m)	H- Comprimento do trecho enterrado (m)	I- Diâmetro nominal (pol)	ID (mm)	OD (mm)	K- Massa total vaso no ar (t)	Massa - Aço (t)	Massa - Polímeros (t)	L- Elementos de estabilização (qtd)	T- Número de tramos	T- Cruzamentos	
							S- Conectado a	C- Código de identificação da origem	Tamponamento	O- LDA (m)	S- Conectado a	D- Código de identificação do destino	Tamponamento	O- LDA (m)														Totais	Sobre a linha	
PG_7-MNT-001-BAS/PMNT	17206	Gasoduto	Gás	Nota 1	Flexível	Interligado em Operação	SISTEMA ANM [7-MNT-1-BAS]	4100	Conectado	41	Riser Rígido	17208	Conectado	35,2	2006	1915	Nota 2	1915	Nota 6	Nota 6	6	152,4	204,4	110,6	98,9	11,8	Nota 7	1	20	14
PG_7-MNT-002-BAS/PMNT	17210	Gasoduto	Gás	Nota 1	Flexível	Interligado em Operação	SISTEMA ANM [7-MNT-2-BAS]	4099	Conectado	37,2	Riser Rígido	17212	Conectado	36,5	2006	2191	Nota 2	2191	Nota 6	Nota 6	6	152,4	204,4	126,6	113,1	13,5	Nota 7	1	11	7
PG_7-MNT-3-BAS/PMNT	17235	Gasoduto	Gás	Nota 1	Flexível	Interligado em Operação	SISTEMA ANM [7-MNT-3-BAS]	4089	Conectado	39,4	Riser Rígido	17238	Conectado	36,3	2006	3172	Nota 2	3172	Nota 6	Nota 6	6	152,4	204,4	183,3	163,7	19,5	Nota 7	2	9	4
PG_7-MNT-4-BAS/PMNT	17250	Gasoduto	Gás	Nota 1	Flexível	Interligado em Operação	SISTEMA ANM [7-MNT-4-BAS]	4104	Conectado	41,9	Riser Rígido	17252	Conectado	36	2006	2136	Nota 2	2136	Nota 6	Nota 6	6	152,4	204,4	123,4	110,3	13,2	Nota 7	1	17	15
PG_7-MNT-5D-BAS/PMNT	17254	Gasoduto	Gás	Nota 1	Flexível	Interligado em Operação	SISTEMA ANM [7-MNT-5D-BAS]	4101	Conectado	36,7	Riser Rígido	17256	Conectado	36,2	2006	1210	Nota 2	1210	Nota 6	Nota 6	6	152,4	204,4	69,9	62,5	7,5	Nota 7	1	9	6
PG_7-MNT-6D-BAS/PMNT	17261	Gasoduto	Gás	Nota 1	Flexível	Interligado em Operação	SISTEMA ANM [7-MNT-6D-BAS]	4098	Conectado	36,3	Riser Rígido	17263	Conectado	37	2006	1027	Nota 2	1027	Nota 6	Nota 6	6	152,4	204,4	59,3	53,0	6,3	Nota 7	1	3	3
UEH_PMNT/CAIXA DE JUNÇÃO	17311	Umbilical	Fluido hidráulico e inibidor de corrosão	N/A	Flexível	Interligado em Operação	Caixa de Junção [CJ-02-PMNT]	5281	Conectado	Nota 3	Caixa de Junção [CJ-04-PMNT]	5279	Conectado	38	2006	130	130	Nota 4	Nota 6	Nota 6	60K3/8"	N/A	175,1	5,3	3,7	1,6	Nota 7	1	3	2
CE_PMNT/CAIXA DE JUNÇÃO	17189	Umbilical	N/A	N/A	Flexível	Interligado em Operação	Caixa de Junção [CJ-01-PMNT]	5278	Conectado	Nota 3	Caixa de Junção [CJ-04-PMNT]	5279	Conectado	38	2006	135	135	Nota 4	Nota 6	Nota 6	CE (7' X 3' X 2,5 MM42)	N/A	116,5	3,3	2,9	0,4	Nota 7	1	3	3
UEH_PMNT/ESDV	17320	Umbilical	Fluido hidráulico	N/A	Flexível	Interligado em Operação	CONTROLE HIDRÁULICO E ELÉTRICO	5280	Conectado	Nota 3	VÁLVULA SUBMARINA [SDV-1231008]	4102	Conectado	36	2006	111	111	Nota 4	Nota 6	Nota 6	9K3/8"×CE	N/A	101,6	2,1	1,7	0,4	Nota 7	1	0	0
UEH_ESDV/CAIXA DE JUNÇÃO	17266	Umbilical	Fluido hidráulico	N/A	Flexível	Interligado em Operação	VÁLVULA SUBMARINA [SDV-1231008]	4102	Conectado	36	Caixa de Junção [CJ-04-PMNT]	5279	Conectado	36	2006	46	N/A	46	Nota 6	Nota 6	9K3/8"×CE	N/A	101,6	0,9	0,7	0,2	Nota 7	1	1	1
UEH_PMNT/7-MNT-001-BAS	17278	Umbilical	Fluido hidráulico e inibidor de corrosão	N/A	Flexível	Interligado em Operação	Caixa de Junção [CJ-04-PMNT]	5279	Conectado	35	SISTEMA ANM [7-MNT-1-BAS]	4100	Conectado	36	2006	1827	N/A	1827	Nota 6	Nota 6	9K3/8"×CE	N/A	101,6	34,9	28,0	6,9	Nota 7	1	7	2
UEH_PMNT/7-MNT-002-BAS	17280	Umbilical	Fluido hidráulico e inibidor de corrosão	N/A	Flexível	Interligado em Operação	Caixa de Junção [CJ-04-PMNT]	5279	Conectado	36	SISTEMA ANM [7-MNT-2-BAS]	4099	Conectado	36	2006	2097	N/A	2097	Nota 6	Nota 6	9K3/8"×CE	N/A	101,6	40,1	32,1	8,0	Nota 7	1	11	8
UEH_PMNT/7-MNT-3-BAS	17287	Umbilical	Fluido hidráulico e inibidor de corrosão	N/A	Flexível	Interligado em Operação	Caixa de Junção [CJ-04-PMNT]	5279	Conectado	36	SISTEMA ANM [7-MNT-3-BAS]	4089	Conectado	37	2006	3062	N/A	3062	Nota 6	Nota 6	9K3/8"×CE	N/A	101,6	58,5	46,8	11,6	Nota 7	1	5	3
UEH_PMNT/7-MNT-4-BAS	17289	Umbilical	Fluido hidráulico e inibidor de corrosão	N/A	Flexível	Interligado em Operação	Caixa de Junção [CJ-04-PMNT]	5279	Conectado	37	SISTEMA ANM [7-MNT-4-BAS]	4104	Conectado	38	2006	2108	N/A	2108	Nota 6	Nota 6	9K3/8"×CE	N/A	101,6	40,3	32,3	8,0	Nota 7	1	4	2
UEH_PMNT/7-MNT-5D-BAS	17297	Umbilical	Fluido hidráulico e inibidor de corrosão	N/A	Flexível	Interligado em Operação	Caixa de Junção [CJ-04-PMNT]	5279	Conectado	36	SISTEMA ANM [7-MNT-5D-BAS]	4101	Conectado (Ligado a tramo)	30	2006	1122	N/A	1122	Nota 6	Nota 6	9K3/8"×CE	N/A	101,6	21,4	17,2	4,3	Nota 7	1	8	2
UEH_PMNT/7-MNT-6D-BAS	17299	Umbilical	Fluido hidráulico e inibidor de corrosão	N/A	Flexível	Interligado em Operação	Caixa de Junção [CJ-04-PMNT]	5279	Conectado	38,3	SISTEMA ANM [7-MNT-6D-BAS]	4098	Conectado (Ligado a tramo)	37,8	2006	1300	N/A	1300	Nota 6	Nota 6	9K3/8"×CE	N/A	101,6	24,8	19,9	4,9	Nota 7	1	1	0
UEH_PMNT/7-MNT-6D-BAS(TRACK)	17309	Umbilical	Nota 5	N/A	Flexível	Desinstalado	EXTREMIDADE LIVRE	N/A	Desconectado (Extremidade Livre)	sem informação	EXTREMIDADE LIVRE	N/A	Desconectado (Extremidade Livre)	sem informação	2006	60	N/A	60	Nota 6	Nota 6	9K3/8"×CE	N/A	101,6	1,1	0,9	0,2	Nota 7	2	2	0

Nota 1: Duto em operação. Passará por procedimento de limpeza após o término de produção do campo.
Nota 2: Os dutos flexíveis de produção de gás de Manati possuem risers rígidos suportados na estrutura da jaqueta da plataforma.
Nota 3: Conectado a equipamento instalado na plataforma.
Nota 4: O tramo riser vai da plataforma até o equipamento de destino.
Nota 5: Tramo não interligado e sem inventário.
Nota 6: Todas as linhas flexíveis possuem somente trechos soterrados devido à movimentação de sedimentos no leito marinho. Como esses "soterramentos naturais" não representam, a priori, um impeditivo para a remoção das linhas, as extensões de trechos soterrados e aflorados não foram computadas.
Nota 7: As linhas flexíveis não possuem "elementos de estabilização", como os que existem sob os dutos rígidos (mantas de concreto).

Inventário de Dutos Rígidos - Campo de Manati																					
Descrição	B- Código ANP da Interligação	A- Tipo	N- Produto movimentado	R- Condição da Limpeza	J- Tipo de estrutura (flexível, rígido, polimérico ou híbrido)	Q- Situação operacional	ORIGEM				DESTINO				E- ano de Instalação (Ano)	F- Comprimento (m)	I- ID (mm) pol	Peso Total (ton)	T- Cruzamentos		Vãos livres
							S- conectado a	C- código de identificação da origem	Tamponamento	O- LDA (m)	S- conectado a	C- código de identificação da origem	Tamponamento	O- LDA (m)					Totais	Sobre a linha	
SASODUTO 24" PMNT-1/EVF	17192 e 17193	Riser	Gás	Nota 3	Rígido	Em operação	Spool de fechamento [24" P-E1-050]	4105	conectado	Nota 4	Tiemo S1362	17194	conectado	35	2007	40	609,6	11,5	N/A	N/A	N/A
SASODUTO 24" PMNT-1/EVF (Nota 1)	17194 e 17197	Flowline	Gás	Nota 3	Rígido	Em operação	S1361	17193	conectado	36,9	TIE-IN [1A-3101.6501]	4097	conectado	Nota 5	2007	31662	609,6	5922,1	8	8	281
SASODUTO 24" PMNT-1/EVF (Nota 2)	17198	Flowline	Gás	Nota 3	Rígido	Em operação	TIE-IN [11013.6502]	4094	conectado	Nota 5	TIE-IN [1A-3101.6501]	4091	conectado	Nota 5	2007	25570	609,6	4779,5	0	0	86
PG_7_MINT-001-BAG/PMNT	17208 e 17209	Riser	Gás	Nota 3	Rígido	Em operação	T85126306	17207	conectado	38,7	Spool de fechamento [6" P-F1-030]	4096	conectado	Nota 4	2006	43	152,4	2,1	N/A	N/A	N/A
PG_7_MINT-002-BAG/PMNT	17212 e 17213	Riser	Gás	Nota 3	Rígido	Em operação	T85126307	17211	conectado	35,9	Spool de fechamento [6" P-F1-040]	4092	conectado	Nota 4	2006	43	152,4	2,3	N/A	N/A	N/A
PG_7_MINT-003-BAG/PMNT	17238 e 17239	Riser	Gás	Nota 3	Rígido	Em operação	T85126304	17237	conectado	38,2	Spool de fechamento [6" P-F1-020]	4093	conectado	Nota 4	2006	43	152,4	2,3	N/A	N/A	N/A
PG_7_MINT-004-BAG/PMNT	17252 e 17253	Riser	Gás	Nota 3	Rígido	Em operação	T85126308	17251	conectado	35,6	Spool de fechamento [6" P-F1-060]	4090	conectado	Nota 4	2006	43	152,4	2,3	N/A	N/A	N/A
PG_7_MINT-005-BAG/PMNT	17256	Riser	Gás	Nota 3	Rígido	Em operação	T85126303	17255	conectado	36	Spool de fechamento [6" P-F1-070]	4103	conectado	Nota 4	2006	43	152,4	2,4	N/A	N/A	N/A
PG_7_MINT-006-BAG/PMNT	17263 e 17265	Riser	Gás	Nota 3	Rígido	Em operação	T851263028	17262	conectado	36	Spool de fechamento [6" P-F1-020]	4095	conectado	Nota 4	2006	44	152,4	2,2	N/A	N/A	N/A
PG_7_MINT-007-BAG/PMNT	17233 e 17234	Riser	Gás	Nota 6	Rígido	Desinstalado	Extremidade livre	N/A	desconectado	37,2	Extremidade livre	N/A	desconectado	Nota 6	2007	43	152,4	2,3	N/A	N/A	N/A

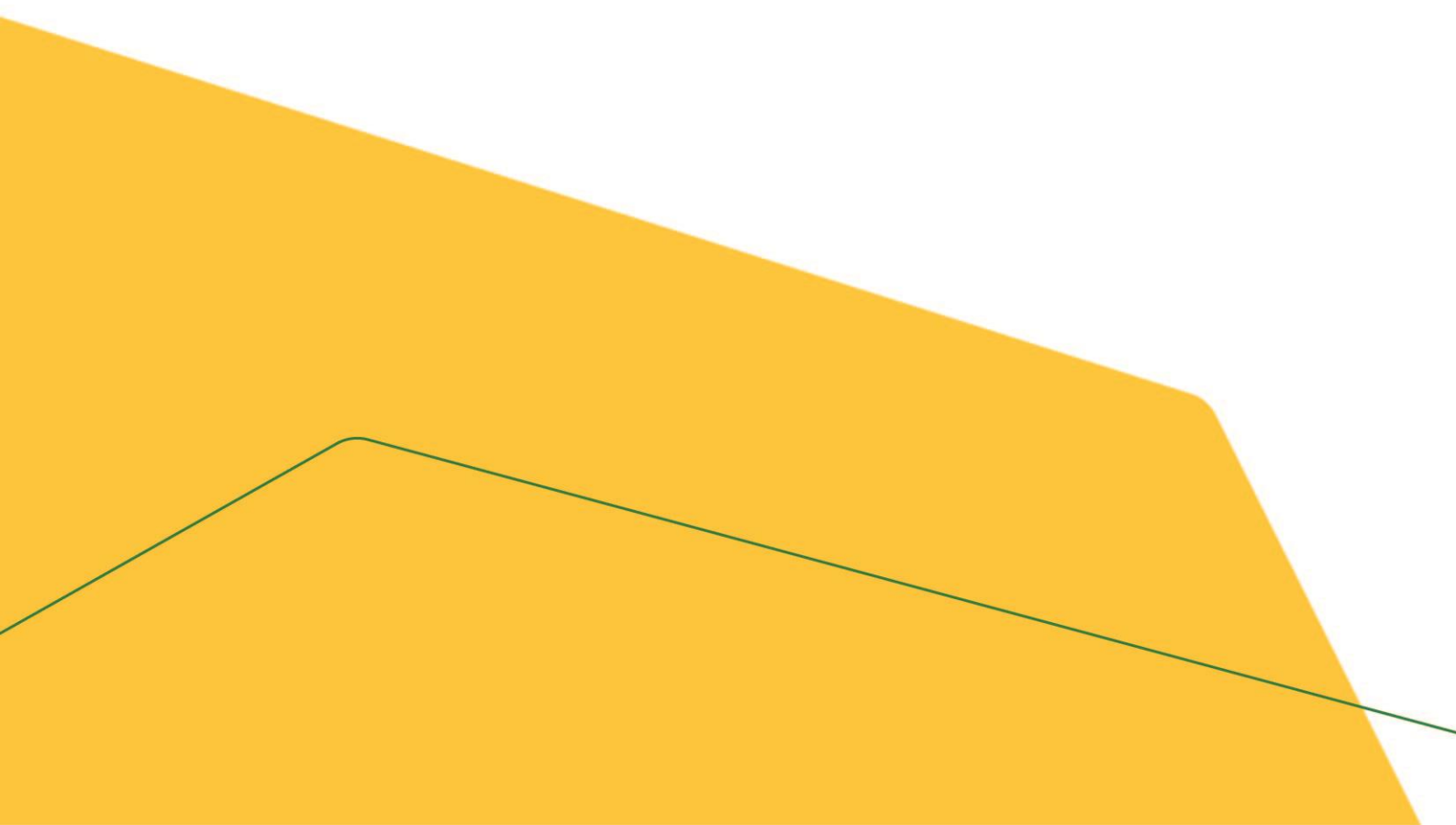
Inventário de Equipamentos Submarinos

A – Tipo	B - TAG	C - Dimensões (m)	C - Peso (ton)	D - Profundidade (m)	E - Coordenada Geográfica		F - Status Atual	G - Data da Limpeza	H - Tamponamento
					Latitude	Longitude			
Válvula	SDV-1231008	2,00 x 4,21 x 2,81	2,1	37	8.508.851	520.089	Em operação	Nota 1	Interligado
Caixa de junção	CJ-04-MNT	5,13 x 3,40 x 1,50	0,83	38	8.508.839	520.066	Em operação	N/A	Interligado
ANM	DQ-10	2,59 x 2,87 x 3,48	6,8	40	8.510.276	520.103	Em operação	N/A	Interligado
ANM	DQ-12	2,59 x 2,87 x 3,48	6,8	42	8.510.310	521.080	Em operação	N/A	Interligado
ANM	DQ-13	2,59 x 2,87 x 3,48	6,8	41	8.510.967	520.706	Em operação	N/A	Interligado
ANM	DQ-11	2,59 x 2,87 x 3,48	6,8	41	8.509.401	521.344	Em operação	N/A	Interligado
ANM	DQ-14	2,59 x 2,87 x 3,48	6,8	40	8.509.559	519.834	Em operação	N/A	Interligado
ANM	DQ-15	2,59 x 2,87 x 3,48	6,8	40	8.508.600	519.964	Em operação	N/A	Interligado


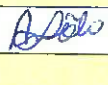





Nota 1: Duto em operação. Passará por procedimento de limpeza após o término de produção do campo.

Anexo 8





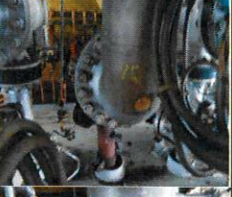


Relatório de Medição Radiométrica




LEVANTAMENTO RADIOMÉTRICO EM LINHAS PARA IDENTIFICAÇÃO OU CONTROLE DO NÍVEL DE RADIAÇÃO.

Este relatório deverá ser arquivado no caminho:		Executante	Nome:	Jerônimo Tocchetto / André Lobo				
PREENCHER COM O CAMINHO INDICADO NO ITEM 4 - REGISTROS			Matrícula:	2462184 / 0336331				
			Assinatura:	 				
TRECHOS AVALIADOS	Chegada e saídas de gás, entrada e saída de separador de gás líquido da Plataforma de Manati 01							
Gerência /setor:	UO-BA/SMS/SEG/CSEG-S		Data:	23/09/2019				
Medidor de Radiação:	Sonda (Prob):							
Tipo	RadEye	Tipo	NA					
Marca	Thermo Scientific	Marca	NA					
Modelo	PRD	Modelo	NA					
BP	NA	Nº de Série	NA					
Nº de Série	4103							
Certificado de Calibração:	Microfonte para controle operacional							
Laboratório	LMRI-DEN/UFPE	Elemento	LU ₂ O ₃					
Número do Certificado	30PA 0511	Atividade	0,090	µCi	3,330 kBq			
Data de Calibração	09/05/2018	Nº de Série	11258					
Data de Vencimento	09/05/2020	Fabricação	Thermo Scientific					
		Fornecedor						
BG (BackGround)	0,01 µSv/h	Controle Operacional: aferição (resultado obtido no momento)	Faixa Aceitável (conforme intervalo descrito na etiqueta afixada ao medidor)					
OBS.: BACKGROUND (BG) ou RADIAÇÃO DE FUNDO, OBTIDO NA SALA DA SEGURANÇA.	0,10 µSv/h	Situação do medidor	0,07	0,13	0,11 µSv/h			
			CALIBRADO					
Levantamento Radiométrico: da chegada do óleo na U.M. até o(s) vaso(s) separador(es) e linhas de água produzida, onde houver.		Área Livre: ≤ 0,5 µSv/h Área Supervisionada: > 0,5 µSv/h ≤ 7,5 µSv/h Área Controlada: > 7,5 µSv/h						
Pontos	Localização	Fotografia	Leitura em µSv/h				Classificação da Área	Observações
			NRS	NRS - BG	a 1 m	a 1 m - BG		
1	Linha de chegada do poço 01 MNT-1		0,01	0,00	0,01	0,00	Área Livre	
2	Linha de chegada do poço 02 MNT-2		0,01	0,00	0,01	0,00	Área Livre	
3	Linha de chegada do poço 03 MNT-3		0,01	0,00	0,01	0,00	Área Livre	
4	Linha de chegada do poço 04 MNT-4		0,01	0,00	0,01	0,00	Área Livre	
5	Linha de chegada do poço 05 MNT-5		0,01	0,00	0,01	0,00	Área Livre	

Executantes: Jerônimo Tocchetto / André Lobo
 Matrícula: 2462184 0336331

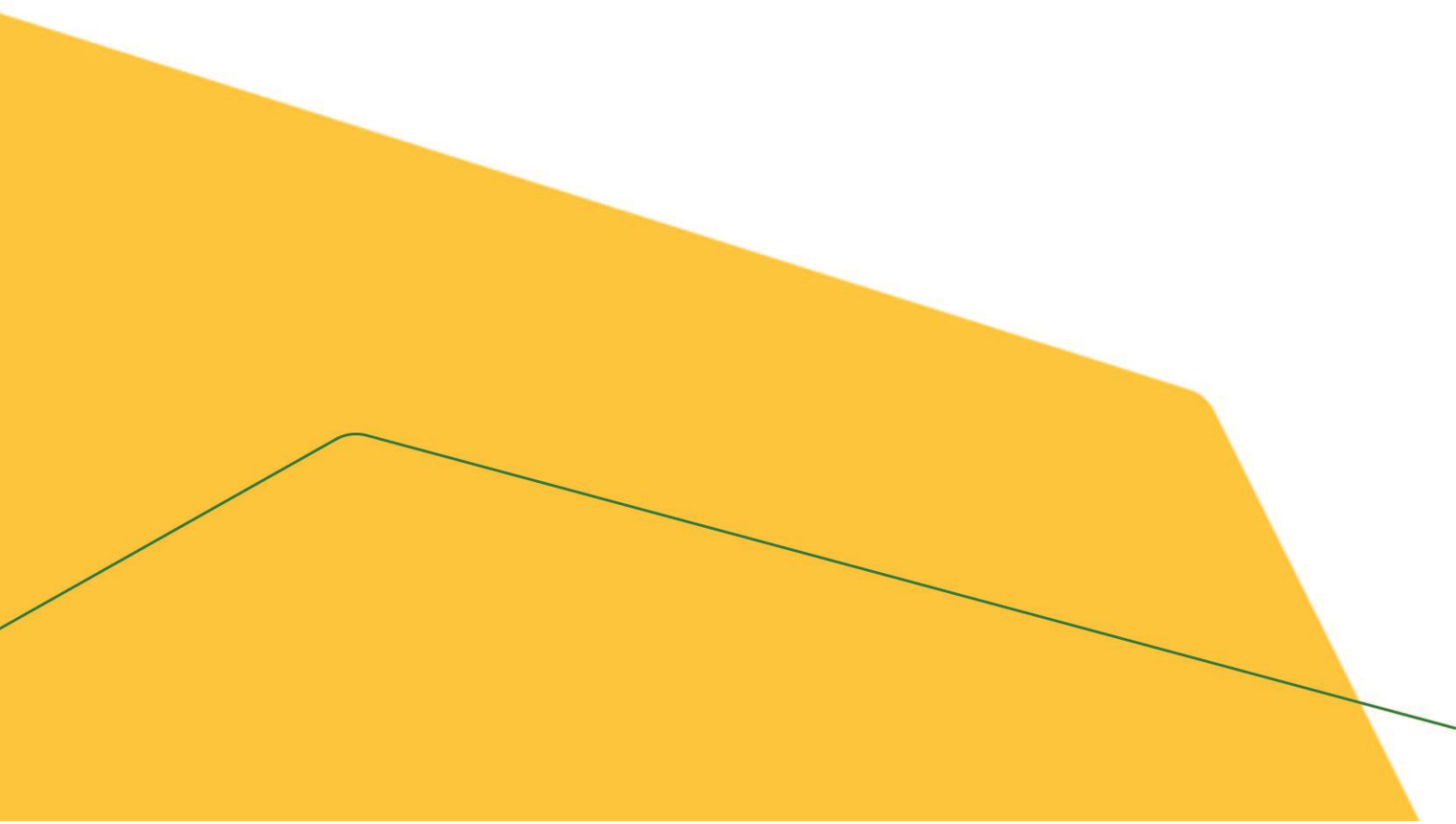
6	Linha de chegada do poço 06 MNT-6		0,01	0,00	0,01	0,00	Área Livre	
7	Válvula CHOKE-5 HV-1210505		0,01	0,00	0,01	0,00	Área Livre	
8	Válvula CHOKE-4 HV-1210605		0,01	0,00	0,01	0,00	Área Livre	
9	Válvula CHOKE-2 HV-1210405		0,01	0,00	0,01	0,00	Área Livre	
10	Válvula CHOKE-3 HV-1210205		0,01	0,00	0,01	0,00	Área Livre	
11	Válvula CHOKE-1 HV-1210305		0,01	0,00	0,01	0,00	Área Livre	
12	Válvula ESFERA		0,01	0,00	0,01	0,00	Área Livre	
13	Válvula CHOKE-6 HV-1210105		0,01	0,00	0,01	0,00	Área Livre	
14	V-533602 Vaso de Drenagem (Corpo)		0,01	0,00	0,01	0,00	Área Livre	

Executantes: Jerônimo Tocchetto Andre Lobo
 Matrícula: 2462134 0336331

15	Saída coletor de produção		0,01	0,00	0,01	0,00	Área Livre	
16	Entrada de gás do separador de teste SDV-12002		0,01	0,00	0,01	0,00	Área Livre	
17	Saída de gás do separador de teste SDV-12002		0,01	0,00	0,01	0,00	Área Livre	
18	Corpo do separador de teste SDV-12002		0,01	0,00	0,01	0,00	Área Livre	
19	Saída de água do separador de teste SDV-12002		0,01	0,00	0,01	0,00	Área Livre	
20	Saída de condensado do separador de teste SDV-12002		0,01	0,00	0,01	0,00	Área Livre	
21	XV 1231003 Válvula de saída PARA medição de gás para exportação		0,01	0,00	0,01	0,00	Área Livre	
22	FIT 1231004 Medição para exportação da PMNT 01 para EVF em terra		0,01	0,00	0,01	0,00	Área Livre	

Anexo 9

Procedimentos Operacionais



O Presente anexo tem o objetivo de apresentar os procedimentos operacionais já existentes e a serem elaborados para o descomissionamento da plataforma e poços do campo de Manati, conforme solicitado no Item 5.3.2 do anexo III da RANP 817/2020.

O programa de descomissionamento será executado em 10 fases, conforme exposto a seguir:

FASE A: FECHAMENTO DOS POÇOS E PARADA DE PRODUÇÃO

O fechamento dos poços do campo de Manati e a consequente parada de produção da PMNT-1 será realizado conforme o procedimento a seguir:

1. Fechamento das válvulas das ANMs;
2. Parada da injeção de inibidor de corrosão;
3. Despressurização das linhas de produção;
4. Fechamento das válvulas automática e manual de chegada na plataforma, a montante dos coletores de produção e teste.

FASE B: LIMPEZA DAS LINHAS DE PRODUÇÃO E UMBILICAIS DOS POÇOS

Umbilicais hidráulico e eletro-hidráulicos:

O histórico de operações de descomissionamento de umbilicais traz inúmeros relatos de impedimentos técnicos para realização de limpeza (*flushing*) em mangueiras utilizadas para injeção de produtos químicos, ainda que esta seja uma operação conceitualmente possível de ser realizada. Desta forma, será considerada a liberação do produto químico presente no interior do umbilical (inibidor de corrosão) durante as operações de desconexão submarina dos umbilical aos equipamentos a que estão interligados.

Não é possível remover o fluido hidráulico das mangueiras dos umbilicais utilizadas para acionamento das válvulas, sendo assim ocorrerá uma pequena liberação de parte do inventário deste fluido quando da realização das desconexões dos equipamentos a que estão interligados.

Dutos Flexíveis de produção:

Os dutos flexíveis de produção de gás serão lavados com água. O procedimento de limpeza será realizado no sentido da plataforma para o poço, conforme ilustra a **Figura 1**. Segue abaixo descrição sucinta do procedimento de limpeza:

- Fluxo de limpeza da plataforma para o poço: Para realização do procedimento de limpeza com fluxo no sentido da plataforma para o poço será necessário um sistema de bombeio na plataforma, com pressão de descarga suficiente para vencer a perda de carga do escoamento e a pressão estática do poço, porém deverá ser inferior à Pressão Máxima de Trabalho Admissível (PMTA) dos dutos. Neste procedimento não é possível realizar coleta de amostra para análise de TOG, pois a água de limpeza será descarregada diretamente no poço. Para esse procedimento será avaliado se o sistema de bombeio atual poderá ser utilizado, ou se haverá a necessidade de instalação de um outro sistema;

OBS.: Na limpeza das linhas seguindo esse sentido não é tecnicamente possível realizar a medição de TOG da água de lavagem, pois não é possível circular água do mar com retorno para a plataforma, uma vez que esses poços possuem apenas as linhas de produção interligadas (não há linha de serviço). Por esse motivo será efetuado *bullhead*, de forma que a água de lavagem será injetada no poço.

Com base em histórico de outros projetos de descomissionamento (como no caso da P-15, por exemplo), estima-se atingir o enquadramento do TOG em 15 ppm da água que permanecerá no interior dos dutos de produção de gás através da injeção em alta vazão, em regime turbulento, de água do mar, equivalente a 8 vezes o volume do duto. Nesse caso, de forma conservadora, a Petrobras propõe, para limpeza dos dutos de produção de gás, injetar um volume de água no mínimo de 10 vezes o volume dos dutos. Contudo, será realizado um estudo de simulação de elevação e escoamento para confirmar o volume mínimo necessário e o mesmo será informado nos relatórios parciais de descomissionamento.

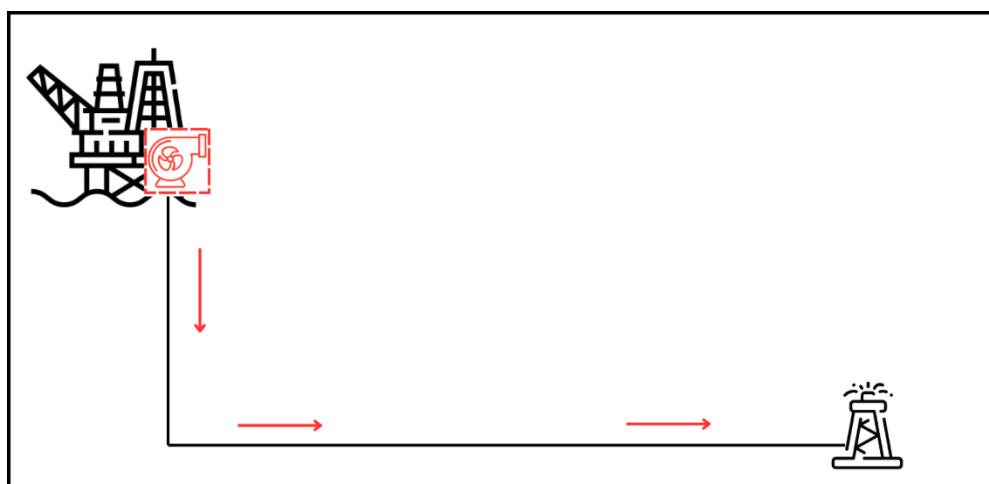


Figura 1: Limpeza de duto com fluxo da plataforma para o poço

FASE C: DESPRESSURIZAÇÃO, DRENAGEM E LIMPEZA DE EQUIPAMENTOS E TUBULAÇÕES DO SISTEMA DE PRODUÇÃO

Após o fechamento dos poços é possível iniciar a etapa de despressurização, drenagem e limpeza de equipamentos e tubulações do sistema de produção. Segue nos itens abaixo a descrição de cada uma das operações relacionadas.

1. Despressurização: Após o fechamento dos poços interligados à plataforma e despressurização e limpeza de suas linhas de produção (**FASE A** e **FASE B**), será realizada a despressurização das tubulações e equipamentos do sistema de produção da plataforma PMNT-1.

A despressurização é realizada através da abertura das válvulas de alinhamento para o sistema de *vent* da plataforma. Tubulações e equipamentos de menor volume podem ter válvulas de *vent* locais, que descarregam o gás para a atmosfera, na própria área dos equipamentos.

2. Drenagem: A drenagem do inventário de hidrocarbonetos líquidos da plataforma é realizada em duas etapas. A primeira é realizada antes da despressurização do sistema de produção, alinhando os equipamentos inventariados para descarregar o máximo de líquido possível para o duto de exportação da plataforma, aproveitando dessa forma a pressão ainda disponível para o escoamento do líquido através das tubulações.

Uma segunda etapa é realizada após o isolamento e despressurização das tubulações e equipamentos. Nesta etapa o volume residual de líquido é drenado, a partir de drenos atmosféricos instalados em pontos baixos de tubulações e equipamentos, para o sistema de drenagem fechada da plataforma ou para recipientes apropriados para transporte do líquido para terra ou descarga no duto de exportação da plataforma, caso esse se encontre despressurizado.

3. Limpeza de equipamentos e tubulações do sistema de produção: Os equipamentos e tubulações do sistema de produção serão lavados com água. A água de limpeza deverá ser alinhada para o duto de exportação da plataforma, para transferência e destinação final na EVF. Tubulações e equipamentos do sistema de gás da plataforma serão purgados com gás inerte (N₂).

FASE D: LIMPEZA DO GASODUTO PMNT-1/EVF

O procedimento de limpeza previsto para o duto 24" PMNT-1/EVF é composto por 2 etapas. A primeira etapa compreende a remoção do excesso de hidrocarbonetos líquidos através de passagens de pig da plataforma PMNT-1 até a Estação de Compressores SCOMP, em Camassandi, e desta para a Estação Vandemir Ferreira (EVF), utilizando como fluido propulsor o nitrogênio gerado a partir de unidade instalada na PMNT-1 ou embarcação de apoio posicionada nas suas proximidades. A finalização desta etapa dar-se-á quando os *pigs* chegarem secos nos recebedores da SCOMP e EVF.

A segunda etapa compreende o preenchimento do duto com água. Esta operação é realizada através de bombeio de água a partir da PMNT-1, ou embarcação de apoio posicionada nas proximidades da plataforma. Nesta etapa serão realizadas as coletas de amostra para aferição do TOG. A água oleosa resultante da operação será recebida nas instalações da SCOMP e da EVF, e destas transportada até uma instalação de tratamento de efluentes apropriada para destinação final.

Após a realização do procedimento de limpeza, os trechos marítimos de PMNT-1 até a Praia de Guaibim, e Salinas de Margarida até Ponta do Ferrolho, serão desconectados dos trechos terrestres, ficando os trechos marítimos preenchidos com água e tamponados.

FASE E: DESCONEXÃO DE DUTOS, UMBILICAIS E CABO ELÉTRICO

As desconexões submarinas de dutos, umbilicais eletro-hidráulicos e cabo elétrico serão realizadas através de abertura de conexões flangeadas ou corte. Seguem abaixo os tipos de linhas do projeto e o método de desconexão de cada uma de suas extremidades.

Desconexão dos dutos flexíveis de produção, umbilicais hidráulicos e eletro-hidráulicos e cabo elétrico:

As desconexões dos dutos flexíveis de produção serão realizadas após as etapas de fechamento dos poços (**FASE A**) e limpeza das linhas de produção (**FASE B**). Estas consistem na desconexão de uniões flangeadas, com auxílio de ROV, nas extremidades de origem, interligadas às ANMs dos poços, e nas extremidades de destino, nas interligações aos *risers* rígidos em PMNT-1. Serão realizados estudos técnicos e análises de riscos para avaliar a necessidade de tamponar as ANMs por meio da instalação de flange cego após as desconexões das linhas de produção.

As desconexões dos UEHs interligados aos poços e o UEH que interliga a caixa de junção (CJ-04-PMNT) à SDV-1231008 serão realizadas após a etapa de fechamento dos poços (**FASE A**). Estas serão realizadas através da desconexão, por corte ou destorqueamento, de uniões flangeadas, com auxílio de ROV, nas extremidades de origem, interligadas à Caixa de Junção (CJ-04-PMNT), e nas extremidades de destino, interligadas às ANMs dos poços e à SDV-1231008.

As desconexões do umbilical hidráulico e cabo elétrico, que interligam a PMNT-1 à Caixa de Junção (CJ-04-PMNT), e do UEH à válvula submarina de emergência (SDV-1231008) serão realizadas após a etapa de fechamento dos poços (**FASE A**). A desconexão das extremidades de origem, na PMNT-1, será realizada através de corte submarino, nas proximidades do leito marinho, e nas extremidades de destino, na CJ-04-PMNT e SDV-1231008 serão realizadas através da desconexão de uniões flangeadas ou corte.

Na operação de desconexão dos umbilicais hidráulico e eletro-hidráulicos ocorrerá pequena liberação de fluido hidráulico e inibidor de corrosão para o mar, presentes nas mangueiras utilizadas para acionamento de válvulas.

Após as desconexões dos dutos flexíveis, umbilicais e cabo elétrico, estes serão abandonados temporariamente no leito marinho, aguardando a destinação final. Destaca-se que a movimentação dos dutos no leito marinho será restrita ao mínimo necessário para a execução destas operações, visando minimizar os impactos ao ambiente local. Os dutos permanecerão preenchidos com água do mar e com suas extremidades abertas durante o período de abandono temporário no leito marinho.

Os *risers* rígidos das linhas de produção dos poços, assim como os *risers* flexíveis do UEH, UH e cabo elétrico são fixados na estrutura da jaqueta e serão removidos juntamente com ela conforme procedimento de remoção da jaqueta e plataforma (**FASE G**).

Desconexão do duto de exportação do gás de 24" (PMNT-1/EVF):

A desconexão do gasoduto de exportação de gás, de 24 polegadas de diâmetro, será realizada através da abertura da conexão flangeada do *riser*, em PMNT-1, próximo ao TDP, conforme indica a **Figura 2**, a seguir.

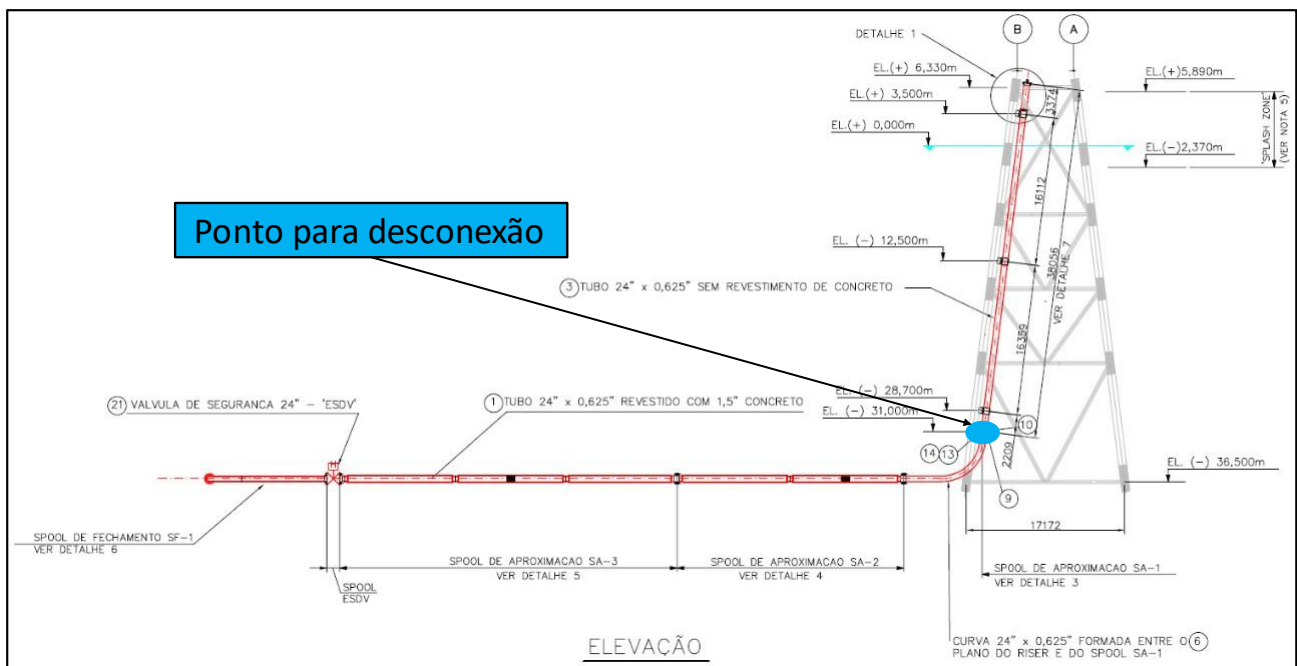


Figura 2: Pontos de desconexão entre gasoduto e plataforma

As desconexões serão realizadas após a etapa de fechamento dos poços (**FASE A**), limpeza das linhas de produção (**FASE B**), condicionamento dos equipamentos da plataforma (**FASE C**) e limpeza do duto de exportação de gás PMNT-1/EVF (**FASE D**). Após as desconexões, o duto será tamponado no flange à jusante da SDV-1231008, e o trecho entre esta válvula e o *riser* será abandonado no leito marinho até a avaliação técnica para a destinação final.

O *riser* rígido do gasoduto é fixado na estrutura da jaqueta e será removido juntamente com ela, conforme procedimento de remoção da jaqueta e plataforma (**FASE G**).

FASE F: REMOÇÃO E TRANSPORTE DE PRODUTOS QUÍMICOS

Nesta fase serão removidos e transportados os produtos químicos que não precisam ser mantidos a bordo até a remoção dos conveses (**FASE G**).

Os produtos químicos serão acondicionados em tambores, bombonas e/ou tanques adequadamente fechados, identificados e transportados em embarcações do tipo PSV (*Platform Supply Vessel*) até o Porto de Salvador/BA, ou outro porto utilizado pela Petrobras. Após o desembarque, estes produtos serão destinados ao estoque da empresa, ou caso o produto não seja reaproveitável, será enviado para o descarte apropriado.

O inventário (identificação e volumes) e a destinação final dos produtos químicos deverão ser apresentadas no Relatórios de Descomissionamento.

FASE G: REMOÇÃO E DESTINAÇÃO DO SISTEMA DE SUSTENTAÇÃO, PLATAFORMA E RISERS

Os procedimentos operacionais para remoção e destinação do sistema de sustentação (jaqueta + estacas), plataforma e *risers* serão elaborados pela empresa contratada por meio de contrato do tipo EPRD (Engenharia, Preparação, Remoção e Destinação). Desta forma as estratégias executivas para a remoção dessas estruturas serão desenvolvidas pela contratada e submetida à aprovação da PETROBRAS. No entanto, algumas atividades são previstas para essa fase.

A remoção completa da plataforma se dará após cortes nas pernas da jaqueta e estacas a 3 metros de profundidade abaixo do leito marinho.

Para isto, se faz necessário atividades prévias à remoção do sistema de sustentação, plataforma e *risers*, conforme descrição abaixo:

- Inspeção de campo
- Inspeção submarina
- Inspeção do convés da plataforma
- Preparação para acesso à plataforma
- Reforços estruturais, para a condição de remoção das estruturas, caso necessário;
- Reforços estruturais - Jaqueta
- Reforços estruturais - Convés
- Preparação para remoção das estruturas
- Retirada de equipamentos do convés (se necessário)
- Retirada de material (se necessário)

- Instalação de olhais e acessórios de içamento

Essas atividades prévias à remoção da plataforma são usualmente executadas em operações de descomissionamento de plataformas fixas, sendo que as atividades preliminares a serem efetivamente realizadas serão confirmadas pela empresa contratada e informadas no Relatório Parcial de Descomissionamento de Instalações (RPD).

A remoção das estruturas se inicia com a retirada dos conveses (*topside*), e na sequência a remoção da jaqueta e demais estruturas associadas a ela.

A depender dos recursos disponíveis, a retirada do *topside* da plataforma PMNT-1 poderá ser realizada por içamento único do convés ou realizado por partes. Como o convés da plataforma de Manati foi projetado e instalado em três módulos: TOPSIDE, MÓDULO DE VENT e HELIPONTO, provavelmente a remoção total será realizada de maneira inversa, com a retirada dos módulos em etapas de içamentos distintas. As **Figuras 4 a 6** apresentam fotos da etapa de instalação dos módulos da plataforma PMNT-1, por meio de içamentos de forma separada.



Figura 3: Içamento do módulo Heliponto de PMNT-1



Figura 4: Içamento do Módulo Vent de PMNT-1



Figura 5: Içamento dos conveses de PMNT-1

A retirada dos módulos em içamento único requer uma análise estrutural preliminar e de recursos com capacidade de içamento para a remoção do conjunto.

As atividades de retirada da jaqueta e corte das estacas de fundação serão realizadas a uma profundidade de 3 metros abaixo do leito marinho, com ferramenta de corte interno, inserida na perna da jaqueta. De forma contingencial, caso seja encontrado algum impedimento técnico para a realização deste método de corte, será realizado corte externo em pequenas profundidades, de aproximadamente 50 cm, visando reduzir os impactos ambientais decorrentes da atividade de dragagem necessária para posicionamento da ferramenta de corte externo.

A retirada da jaqueta poderá ocorrer através de içamento único, com a jaqueta sendo içada e posicionada em uma balsa para transporte, ou por meio vários içamentos.

As estruturas da jaqueta serão posicionadas e devidamente fixadas para transporte em uma balsa (transporte a seco), que fará o transporte da locação até uma base de apoio, conforme plano de transporte a ser entregue em momento oportuno. Destaca-se que durante as operações de içamento e condicionamento das estruturas na balsa não haverá remoção de bioincrustação a bordo da embarcação.

Por fim, as atividades previstas referentes à destinação das estruturas da plataforma são descritas a seguir:

- Içamento para canteiro de obras
 - Conveses
 - Jaqueta
- Desmantelamento em canteiro de obras
- Reciclagem do aço
- Disposição final de outros materiais e resíduos.

O detalhamento operacional e o local que será utilizado como canteiro de obras serão definidos após a contratação da empresa responsável pelas operações de desmantelamento e disposição final, e posteriormente informados nos relatórios periódicos das operações de descomissionamento.

As estruturas removidas durante o descomissionamento da plataforma serão transportadas para uma base terrestre, onde serão desmanteladas e encaminhadas para reciclagem e/ou destinação ambientalmente adequada, ao que estabelece a Resolução ANP nº 817/2020 e a Lei Federal nº 12.305/2010 que trata da Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS).

FASE H: DESTINAÇÃO DE MATERIAIS, RESÍDUOS E REJEITOS PRESENTES NAS INSTALAÇÕES

Destinação de Resíduos e Rejeitos Gerados

O Programa de Descomissionamento do campo de Manati seguirá as diretrizes que constam na Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº. 01/2011 e na Lei Federal nº. 12.305/2010, com a execução do Projeto de Controle da Poluição (PCP) de modo a minimizar os impactos ambientais ocasionados pela geração de resíduos sólidos, efluentes e emissões atmosféricas.

O inventário e a destinação final dos resíduos gerados no Projeto de Descomissionamento da PMNT-1 serão informados nos Relatórios Periódicos das Operações de Descomissionamento e no RDI, ambos a

serem encaminhados ao IBAMA, ANP e Marinha do Brasil, e no Relatório do PCP que será enviado ao IBAMA.

Destinação da Bioincrustação

Os resíduos oriundos da bioincrustação aderida nas estruturas poderão seguir diferentes rotas de destinação final ambientalmente correta.

Caso exista a opção da bioincrustação ser destinada em conjunto com o metal que segue para as siderúrgicas, não há a necessidade de limpeza da sucata. Sendo aceita pela siderúrgica, esta destinação deverá ser prioritária, auxiliando no processo de reciclagem do metal, bem como, reduzindo outros impactos ambientais, sendo totalmente aderente às diretrizes e requisitos da Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS).

Atualmente a destinação da bioincrustação removida das instalações e dutos da Petrobras é a reciclagem do resíduo por meio de blendagem e coprocessamento em cimenteiras. Caso essa técnica não seja viável, será proposta uma alternativa para destinação final ambientalmente adequada da bioincrustação, observando o disposto no Art. 9º da Lei 12.305/2010.

O quantitativo de resíduos de bioincrustação gerados durante as operações de recolhimento das estruturas será informado no Relatório de Descomissionamento das Instalações (RDI), e no relatório do PCP, em atendimento à Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/2011.

FASE I: ABANDONO PERMANENTE E ARRASAMENTO DOS POÇOS DE COMPLETAÇÃO MOLHADA

As operações de abandono permanente e arrasamento dos poços de completação molhada serão executadas por uma sonda do tipo plataforma auto elevatória (PA). Em resumo, as etapas operacionais das intervenções de abandono permanente são as seguintes:

1. Posicionamento da PA na locação, sobre o poço;
2. Movimentação do equipamento de sondagem;
3. Amortecimento com fluido de completação composto por uma solução salina a base de água do mar ou água doce com aditivos químicos;
4. Instalação de plugue na coluna de produção;
5. Retirada da árvore de Natal molhada;
6. Instalação do BOP;
7. Retirada da coluna de produção;

8. Atividades complementares, como furo e corte de coluna, perfilagem, canhoneio, assentamento de tampões mecânicos e pescaria;
9. Isolamento das zonas produtoras com plugues e tampões de cimento para constituição dos CSBs;
10. Arrasamento;
11. Retirada do BOP;
12. Desmontagem e retirada do equipamento de sondagem;
13. Retirada da sonda PA da locação

O fluido de completação será bombeado pela sonda através da coluna de produção e retornará pelo espaço anular entre a coluna de produção e o revestimento, promovendo de forma segura a circulação dos fluidos presentes dentro do poço. Esse processo continuará até que o poço esteja completamente preenchido com o fluido.

As barreiras físicas serão instaladas na coluna de produção para a retirada da Árvore de Natal Molhada (ANM). Com a ANM removida, o poço passa a ser equipado pelos Equipamentos de Segurança e Controle de Poço (ESCP), entre eles o *Blowout Preventer* (BOP). Em sequência, ocorre o teste de estanqueidade de todos os equipamentos que fazem parte dos ESCP e, com o ESCP instalado e testado, cada seção da coluna de produção do poço é removida e posicionada no *pipe rack* da sonda, em uma caixa apropriada, com equipamentos de contenção para evitar a liberação de resíduos para o mar. Logo após a retirada da coluna de produção, as zonas produtoras serão isoladas por tampões de cimento para constituição dos CSBs (Conjunto Solidários de Barreiras) permanentes, de acordo com a Resolução 46/2016 da ANP.

Cabe ressaltar que, após a constituição dos CSBs permanentes, o poço passa a ser considerado como abandonado permanentemente (*status* ANP), eliminando assim os riscos de vazamento de hidrocarbonetos das formações produtoras para o meio ambiente.

O arrasamento, que consiste no corte dos revestimentos 3 metros abaixo do leito marinho, será realizado em seguida ao abandono permanente do poço e conforme as diretrizes do Regulamento Técnico de Descomissionamento de Instalações de Exploração e de Produção, Anexo I da Resolução 817/20.

Para o corte dos revestimentos será utilizada uma ferramenta de corte interno abrasivo, esta ferramenta é inserida no mesmo tubo de perfuração da sonda PA utilizado durante a etapa de abandono. A ferramenta é posicionada na profundidade planejada, então o fluido (água do mar) é deslocado através da ferramenta e o conjunto de tubos é girado. O bombeio de água do mar promove abertura das lâminas e resfriamento da ferramenta. O giro do conjunto provoca o atrito entre as lâminas da ferramenta e o revestimento do poço, tendo como resultado o corte de toda circunferência do revestimento.

A **Figura 6** apresenta uma ilustração e uma foto de uma ferramenta de corte. As limalhas geradas durante o corte não retornam para a superfície, se depositando no fundo do poço.

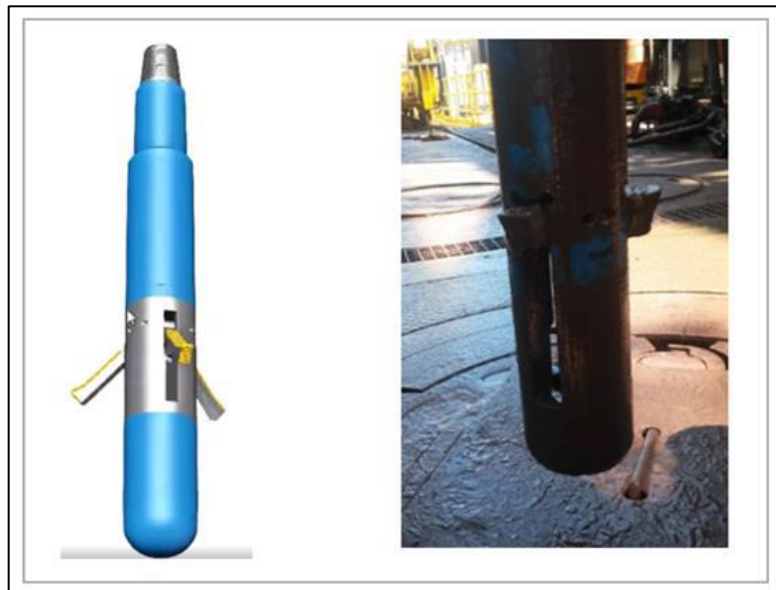


Figura 6: Ferramenta de corte interno de revestimentos

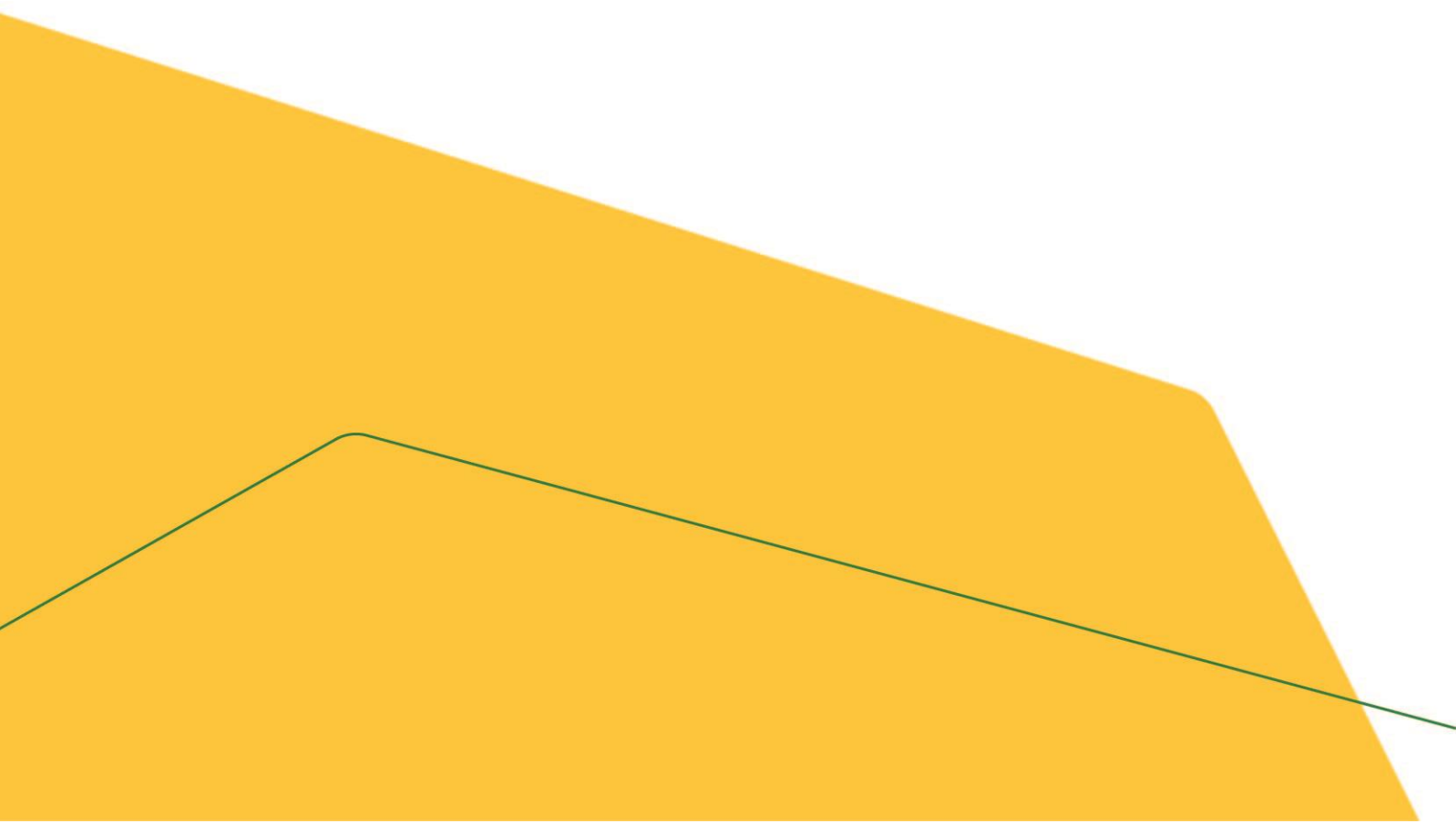
Após o procedimento de corte, a seção de revestimento cortada será recuperada com o uso da sonda. Com o corte de um revestimento por vez, iniciando o corte pelo revestimento mais interno até o mais externo. Cabe ressaltar que, devido essa sequência de arrasamento de poços ser realizada por cortes internos, não há a necessidade de realização de dragagem de solo.

Este procedimento de corte dos revestimentos será feito em etapa única para cada poço. Após a atividade de corte e remoção dos revestimentos, um tampão de cimento de superfície abaixo do leito marinho será bombeado, vedando todos os espaços anulares entre os revestimentos.

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 – item 10.5 - Abandono), o “Caderno de Boas Práticas de E&P – Diretrizes para Abandono de Poços” e as condicionantes relativas à operação do abandono permanente e arrasamento da anuência a ser emitida pelo Ibama.

Anexo 10

Relatório de Responsabilidade Social



INFORMAÇÕES DE RESPONSABILIDADE SOCIAL							
ÁREA DE NEGÓCIO: E&P							
PROGRAMA DE DESCOMISSIONAMENTO DE INSTALAÇÕES MARÍTIMAS(PDI): Campo Manati							
GERÊNCIA RESPONSÁVEL: PDP/PROJ-DESC/PROJ-II/DESC-IV							
ÍNDICE DE REVISÕES							
REV.	DESCRIÇÃO DAS REVISÕES						
	VER. 0	REV. A	REV. B	REV. C	REV. D	REV. E	REV. F
DATA	12/11/2024						
ELABORAÇÃO	Isac Almeida Terceiro						
VERIFICAÇÃO							
APROVAÇÃO							
As informações deste documento são propriedade da Petrobras, sendo proibida a utilização fora da sua finalidade.							

PARTE A – SISTEMA DE GESTÃO DE RESPONSABILIDADE SOCIAL NA PETROBRAS

A.1 Direcionamentos de Responsabilidade Social

O respeito às pessoas, ao meio ambiente e à segurança é um valor para a Petrobras. Nesse sentido, nosso novo Plano Estratégico (PE 2024-2028), aprovado em 23/11/2023, integra os elementos ASG (Ambiental, Social e Governança) em uma única visão, tendo dentre suas prioridades, reduzir a pegada de carbono; proteger o meio ambiente; cuidar das pessoas; e atuar com integridade. Para cada uma dessas prioridades foi identificado um conjunto de temas relevantes que suportam e direcionam as nossas ações, projetos, programas e compromissos relacionados.

Para a prioridade “cuidar das pessoas”, destacamos: Proporcionar retorno à sociedade de no mínimo 150% do valor investido nos projetos socioambientais voluntários (até 2030); e estar entre as três empresas de O&G mais bem colocadas no ranking de Direitos Humanos até 2030. Já para o eixo “atuar com integridades, destacamos: ter 100% dos fornecedores relevantes treinados em Integridade e/ou Privacidade até 2030; realizar Due Diligence de Direitos Humanos em 100% dos nossos fornecedores relevantes até 2030; e avaliar, em 100% das contratações nas categorias estratégicas, a ampliação de requisitos ASG (fonte: <https://agencia.petrobras.com.br/pt/institucional/petrobras-aprova-plano-estrategico-2024-2028-com-investimentos-de-us-102-bilhoes-23-11-2023/>)

Esses valores se desdobram em diversos documentos orientadores da nossa forma de fazer negócio e da maneira como nos relacionamos com nossos públicos de interesse.

Nosso Código de Conduta Ética estabelece, no item 4.1 Direitos Humanos, que é dever da Petrobras respeitar e promover os direitos humanos, bem com prevenir o risco de sua violação em nossos projetos e operações. Isso inclui a garantia de condições dignas de trabalho, de um ambiente diverso, inclusivo, seguro e saudável, o respeito às normas laborais relativas ao horário de trabalho, à liberdade de associação e sindicalização, à não discriminação e à promoção de igualdade de oportunidades. Essa observância deve se dar ainda nos ambientes e canais online internos e externos da empresa (fonte: Código de Conduta Ética, página 6).

Nossa Política de Responsabilidade Social tem como diretrizes: (i) Integrar a gestão de riscos e impactos sociais nas tomadas de decisão e processos do negócio, identificando e tratando suas causas, minimizando a severidade dos riscos e impactos negativos e potencializando os positivos. (ii) Respeitar e promover os direitos humanos, buscando prevenir e mitigar violações nas nossas atividades diretas, cadeia de fornecedores e parcerias, e combatendo a discriminação em todas as suas formas.

(fonte: <https://agencia.petrobras.com.br/pt/institucional/petrobras-atualiza-politica-de-responsabilidade-social-com-diretrizes-para-direitos-humanos-e-transicao-energetica-justa-26-12-2023/>)

Nossas Diretrizes de Direitos Humanos, no eixo 3.2.2 Relacionamento com as Comunidades, descreve como orientações específicas:

- a) Respeitar as comunidades onde atuamos, promovendo a gestão de impactos socioculturais, humanos, econômicos e ambientais e contribuindo para o desenvolvimento local;
- b) Respeitar os direitos dos povos indígenas e comunidades tradicionais, sua autodeterminação, o acesso à terra, a seus meios de vida e seus princípios culturais e sociais;

- c) Respeitar o direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, identificando e mitigando potenciais riscos decorrentes das atividades operacionais;
- d) Agir com transparência junto às comunidades potencialmente afetadas por nossas atividades, por meio de iniciativas de consulta livre, prévia e informada;
- e) Estabelecer canal para denúncias e reclamações, de forma acessível às comunidades, comprometendo-se com gestão transparente de tratamento e reparação, quando cabível, por meio de ações eficazes e transparentes;
- f) Manter canais de diálogo para fortalecer o relacionamento comunitário;
- g) Promover práticas de segurança alinhadas com o respeito aos Direitos Humanos;
- h) Implementar iniciativas de esclarecimento e treinamento junto às comunidades potencialmente expostas a riscos, de modo a estimular seu comprometimento com as medidas de segurança e contingência; e
- i) Evitar ou reduzir ao máximo a necessidade de deslocamento permanente de indivíduos e comunidades, mas quando necessário, promover tratamento igualitário entre os segmentos sociais afetados, implementando ações que garantam condições de vida similares ou melhores que as existentes, assim como a manutenção das relações sociais e culturais. (Fonte: DI-1PBR-00334 Diretrizes de Direitos Humanos)

Nosso Guia de Conduta Ética para Fornecedores reforça o compromisso com o respeito aos direitos humanos internacionalmente reconhecidos e à legislação aplicável, bem como estimula a promoção da diversidade, equidade de gênero, igualdade racial e a inclusão de pessoas com deficiência (fonte: Guia de Conduta Ética para Fornecedores, páginas 10 e 11).

Nosso Caderno de Direitos Humanos reafirma nosso comprometimento em estabelecer práticas baseadas em princípios e valores que primam pela justiça social, transparência e responsabilidade socioambiental. No documento, também é possível consultar informações sobre nosso modelo de destinação sustentável das plataformas flutuantes a serem descomissionadas visando à proteção do meio ambiente e das pessoas, o atendimento aos compromissos assumidos pela Petrobras, incluindo o controle de emissões de carbono, medidas de combate à corrupção e o respeito aos direitos humanos reconhecidos internacionalmente. (fonte: Caderno de Direitos Humanos e Cidadania Corporativa – Site <https://petrobras.com.br/sustentabilidade/responsabilidade-social>)

DESTINAÇÃO SUSTENTÁVEL PARA PLATAFORMAS DESCOMISSIONADAS

Na fase final de vida útil dos ativos operacionais, se confirmada a necessidade do descomissionamento de um sistema de produção, planejamos e executamos as atividades dessa fase do ciclo de vida de um campo atendendo à regulamentação vigente, seguindo rigorosos padrões de segurança e realizando análise de alternativas de projeto com base em critério multidisciplinar (ambiental, técnico, de segurança, social e econômico), que permite comparar soluções e identificar, de forma objetiva e com minimização de vieses, a alternativa de descomissionamento mais eficiente, isto é, aquela que melhor concilia os diversos critérios considerados para aquele sistema em particular.



Em 2023, definimos um modelo para destinação sustentável das plataformas flutuantes a serem descomissionadas visando à proteção do meio ambiente e das pessoas, o atendimento aos compromissos assumidos pela Petrobras, incluindo o controle de emissões de carbono, medidas de combate à corrupção e o respeito aos direitos humanos reconhecidos internacionalmente.

A diretriz abrange itens a serem observados pelos estaleiros responsáveis pela reciclagem de embarcações e para as atividades de reciclagem, com destaque para:

- Atendimento aos requisitos da European Union Ship Recycling Resolution nº 1257/2013 no caso de estaleiros internacionais e/ou, no caso dos brasileiros, as licenças de operação e de conformidade com a legislação, regras e regulamentos de meio ambiente, segurança e

saúde dos trabalhadores aplicáveis, incluindo o gerenciamento de subcontratados;

- Realização da reciclagem em estaleiros dotados de soluções tecnológicas, tais como dique seco ou terreno impermeabilizado com sistema de drenagem eficaz, que garantam a contenção de contaminantes decorrentes das atividades de desmantelamento, impedindo sua liberação para o meio ambiente;

- Implementação de ações de minimização da geração de resíduos, prevenção de impactos à biodiversidade, além do reaproveitamento de equipamentos e materiais e o fomento à economia circular; e

- Identificação prévia dos materiais existentes na embarcação, de modo a garantir a elaboração adequada de um plano de reciclagem pelo estaleiro.

O novo modelo amplia consideravelmente o nível de acompanhamento sobre as atividades de reciclagem das embarcações no fim da vida útil (incluindo as plataformas), reforçando as garantias

Fonte: Caderno de Direitos Humanos e Cidadania Corporativa 2023. Página 56

de que elas ocorram alinhadas às melhores práticas ASG (Ambiental, Social e Governança) da indústria mundial.

Concluímos, em 2023, os dois primeiros leilões de venda de plataformas seguindo o novo modelo de destinação sustentável de embarcações da Petrobras, o da P-32, em julho, e o da P-33, em novembro, ambas unidades da Bacia de Campos. Os dois leilões foram voltados exclusivamente ao mercado nacional e tiveram como empresa vencedora a Gerdau S.A, em parceria com o estaleiro Ecovix.

A P-32 foi desancorada em novembro de 2023, quando seguiu para o estaleiro para iniciar o processo de reciclagem. O plano de reciclagem da plataforma, elaborado por Gerdau-Ecovix, foi aprovado pela companhia e contempla desde os primeiros procedimentos de recebimento da unidade, passando pelos trabalhos de

desmontagem, que acontecerá em dique seco, até a destinação final dos resíduos decorrentes do desmantelamento. A execução do plano será acompanhada por nós, para garantir o cumprimento das práticas de segurança, meio ambiente, saúde ocupacional e responsabilidade social de forma sustentável, ao longo de todo o processo de reciclagem. As unidades próprias previstas para serem descomissionadas nos próximos anos seguirão este novo modelo.

O novo modelo de destinação sustentável de plataformas flutuantes gera inúmeras oportunidades para novos investimentos e para o desenvolvimento da economia circular com efeito multiplicador para a economia e o país, na medida em que permite a ressignificação das estruturas envolvidas, ampliando de forma expressiva os benefícios socioeconômicos associados a essa fase final do ciclo produtivo do segmento de óleo e gás.

Com esse modelo, a companhia foi reconhecida internacionalmente pelo seu avanço em políticas sustentáveis de reciclagem de suas embarcações em fim de vida. Atualmente, somos apontados

como destaque entre as empresas referência de melhores práticas de destinação de plataformas descomissionadas.

As novas diretrizes se somam às demais iniciativas adotadas pela companhia visando minimizar riscos e impactos adversos e maximizar os impactos positivos decorrentes das atividades de descomissionamento, reforçando os compromissos da empresa com a sustentabilidade, a promoção do desenvolvimento social e da transição energética justa.

Com o objetivo de dar maior visibilidade e transparência aos projetos de descomissionamento e fortalecer o engajamento com diversos públicos, passamos a incluir informações específicas sobre nosso portfólio de descomissionamento em um horizonte de dez anos no nosso plano estratégico. A divulgação dessas informações permite maior previsibilidade para a cadeia de fornecedores, além de reforçar nossa credibilidade e aprimorar o relacionamento com outros públicos de interesse, como colaboradores, comunidades, acionistas, Governo, investidores, clientes e órgão reguladores, entre outros.

Fonte: Caderno de Direitos Humanos e Cidadania Corporativa 2023. Página 57

Lançada em 2023, nossa diretriz interna “DI-1PBR-00389 – Diretrizes para Destinação de Embarcações” orienta quanto à destinação sustentável de embarcações próprias ao final de seu ciclo de vida, ampliando o controle sobre a reciclagem das unidades, reforçando as garantias de que a atividade ocorra alinhada às melhores práticas ASG (Ambiental, Social e Governança) da indústria mundial, com foco na geração de valor, sustentabilidade, segurança e respeito às pessoas e ao meio ambiente. (fonte: DI-1PBR-00389 – Diretrizes para Destinação de Embarcações)

A Petrobras participa de diversas iniciativas nacionais e globais que materializam os compromissos com a responsabilidade social e os direitos humanos, dentre as quais destacamos as apresentadas a seguir.

Aderimos, em 2003, ao Pacto Global da ONU, cujos princípios estão relacionados a direitos humanos e práticas de trabalho. Em 2022, firmamos parceria pioneira com o Pacto Global no Brasil para avançar na Trilha de Direitos Humanos. A parceria buscou aprimorar o autodiagnóstico empresarial sobre a

governança e os temas críticos em direitos humanos como trabalho decente, igualdade, inclusão, saúde e segurança ocupacional. O projeto também incluiu capacitação técnica para fornecedores.

Desde 2005, somos signatários do Pacto Nacional pela Erradicação do Trabalho Escravo. Em 2015, aderimos ao Instituto Pacto Nacional pela Erradicação do Trabalho Escravo – InPACTO no qual a empresa assume a responsabilidade de cumprir 10 compromissos relacionados à prevenção e à erradicação do trabalho escravo. Para cumprir esses objetivos, foi elaborado um plano de ação pelas áreas de Responsabilidade Social, Jurídico e Suprimentos, tendo em vista a criticidade do tema ao longo da cadeia de fornecedores (fonte: Relatório de Sustentabilidade 2021, página 268).

Participamos, desde 2006, do Programa Pró-Equidade de Gênero e Raça do Governo Federal, pelo qual fomos reconhecidos com o Selo Pró-Equidade de Gênero e Raça por seis vezes consecutivas.

(fonte: <https://petrobras.com.br/pt/sociedade-e-meio-ambiente/sociedade/apoio-a-principios-e-iniciativas/>).

Em 2010, aderimos aos sete Princípios de Empoderamento da ONU Mulheres, que tratam da promoção da equidade entre homens e mulheres no mercado de trabalho e na sociedade. Ainda em 2010, assinamos a Declaração de Compromisso Corporativo no Enfrentamento da Violência Sexual de Crianças e Adolescentes junto ao Governo Federal, por meio da qual declaramos nosso compromisso contra a exploração sexual, em favor da proteção dos direitos da criança e do adolescente (fonte: Relatório de Sustentabilidade 2020, página 324).

Em 2018, assinamos a Carta Aberta Empresas pelos Direitos Humanos, junto a outras seis empresas públicas – Banco do Brasil, Banco do Nordeste, Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social, Caixa Econômica, Correios e Eletrobras –, ao Ministério dos Direitos Humanos, à Procuradoria Geral da República e ao Ministério Público do trabalho. Nesse compromisso, afirmamos nosso firme propósito de garantir os direitos universais nas atividades empresariais (fonte: Relatório de Sustentabilidade 2020, página 324).

Também em 2018, aderimos à Iniciativa Empresarial pela Igualdade Racial, proposta pela ONG Afrobras e pela Faculdade Zumbi dos Palmares, cujos dez compromissos têm como objetivo o respeito e a promoção da igualdade racial, da igualdade de oportunidades e do tratamento justo a todas as pessoas (fonte: Relatório de Sustentabilidade 2020, página 324).

Em dezembro de 2019, assinamos o Pacto Nacional pela Primeira Infância. Esse compromisso, firmado entre o Conselho Nacional de Justiça (CNJ) e diversos atores que integram a rede de proteção à infância no Brasil, tem como objetivo fortalecer as instituições públicas voltadas à garantia de direitos previstos na legislação brasileira e promover a melhoria da infraestrutura necessária à proteção do interesse da criança, em especial da primeira infância (fonte: Relatório de Sustentabilidade 2020, página 324).

Todas essas iniciativas reforçam nosso compromisso público com uma atuação socialmente responsável e nos orientam quanto aos desdobramentos de gestão interna para sua concretização.

A.2 Processos

Para operacionalizar os direcionadores de responsabilidade social da Petrobras contamos com processos como o “Gerir Relacionamento em Responsabilidade Social e Riscos Sociais” (fonte: PP-1PBR-00191 – Manual do Macroprocesso Gerir Responsabilidade Social).

Consideramos que o risco social é um evento incerto, decorrente das decisões e atividades diretas e indiretas da Petrobras e de fatores externos que, se ocorrerem, podem impactar os direitos humanos, os meios de vida e a dinâmica socioeconômica de uma região. O risco social pode interferir nos

objetivos estratégicos da companhia (fonte: PP-1PBR-00810 – Gerir Riscos Sociais em todo Ciclo de Vida dos Negócios).

O relacionamento comunitário constitui um processo de longo prazo, baseado no diálogo, na transparência e na coerência entre o posicionamento da companhia e as ações implementadas, sendo sistematizado e realizado continuamente durante todo o ciclo de vida dos negócios. As disciplinas estratégicas de riscos sociais e de relacionamento comunitário estão associadas uma vez que o público “comunidades” é um dos públicos prioritários para a gestão de riscos sociais (fonte: PP-1PBR-00810 – Gerir Riscos Sociais em todo Ciclo de Vida dos Negócios).

A análise dos riscos sociais leva em consideração todo o ciclo de vida do negócio, que inclui as etapas de aquisições, investimento, operação, descomissionamento, hibernação e desinvestimento (fonte: PP-1PBR-00810 – Gerir Riscos Sociais em todo Ciclo de Vida dos Negócios). No que tange ao descomissionamento de plataformas de produção de petróleo, nosso posicionamento é que as ações de descomissionamento visem sempre o menor impacto sob o ponto de vista ambiental, social, técnico, de riscos operacionais e econômicos, alinhado com a abordagem que fundamenta tecnicamente os processos de licenciamento ambiental.

Em 2022, criamos um Comitê Executivo de Descomissionamento, com o objetivo de acompanhar a evolução das melhores práticas mundiais e deliberar as diretrizes estratégicas para a implantação dos projetos de descomissionamento. (fonte: Relatório de Sustentabilidade 2021, página 241).

Os temas a serem contemplados na análise de riscos sociais fundamentaram-se nas seguintes referências: ABNT NBR ISO 26000:2010; ABNT NBR 16.001:2012; documentos e guias da International Finance Corporation (IFC); documentos e guias da Associação Regional das Empresas de Petróleo e Gás da América Latina (ARPEL); documentos e guias da Associação Internacional das Empresas de Petróleo e Gás para questões sociais e ambientais (IPIECA); os Princípios Orientadores sobre Empresas e Direitos Humanos das Nações Unidas; além do Código de Conduta Ética e das políticas corporativas e boas práticas da companhia.

Os temas apresentados na Figura 1 auxiliam na identificação de riscos sociais (ameaças ou oportunidades) no relacionamento com as comunidades, com os fornecedores, com o público interno, bem como, com os parceiros de negócio. Os temas foram agrupados em duas dimensões: Desenvolvimento Local e Direitos Humanos, de modo a subsidiar o planejamento das ações de resposta, buscando oportunidades de desenvolvimento local, em alinhamento com a Política de Responsabilidade Social (fonte: PP-1PBR-00810 – Gerir Riscos Sociais em todo Ciclo de Vida dos Negócios).



Figura 1 – Dimensões e Temas de Responsabilidade Social

As etapas do processo “Gerir Riscos Sociais em todo Ciclo de Vida do Negócio” seguem as orientações corporativas de gestão de riscos definidas na Política de Gestão de Riscos Empresariais - PL-OSPB-00007;

nas Diretrizes de Gerenciamento dos Riscos Empresariais da Petrobras - DI-1PBR-00106; nas Diretrizes para o Gerenciamento dos Riscos de Projetos de Investimento da Petrobras - DI-1PBR-00276 –B; e na norma ABNT ISO 31000 Gestão de Riscos – Princípios e Diretrizes conforme Figura 2 (fonte: PP-1PBR-00810 – Gerir Riscos Sociais em todo Ciclo de Vida dos Negócios)



Figura 2 – Etapas do processo Gerir Riscos Sociais e Relacionamento Comunitário

Os riscos sociais consideram diferentes públicos que possam se originar ou vir a afetar. Comunidades, público interno, fornecedores e parceiros de negócio são exemplos de públicos a serem considerados (fonte: PP-1PBR-00810 – Gerir Riscos Sociais em todo Ciclo de Vida dos Negócios).

Tal padrão estabelece, ainda, que o planejamento dos projetos de descomissionamento inclui o mapeamento de partes interessadas, de acordo com o PE-1PBR-00896 Sistemática de Descomissionamento de Sistemas de Produção de Exploração e Produção (E&P). Assim, a área de Responsabilidade Social pode apoiar os projetos de descomissionamento, notadamente de sistemas de produção do E&P, na identificação de fatores de conflitos com partes interessadas com alto poder de influência, a exemplo de pescadores e outros atores sociais. Adicionalmente, a área de Responsabilidade Social pode, através do relacionamento comunitário, apoiar as ações do projeto e o nivelamento de expectativas (fonte: PP-1PBR-00810 – Gerir Riscos Sociais em todo Ciclo de Vida dos Negócios).

Na Petrobras, o propósito da Responsabilidade Social é promover transformações socioambientais positivas, construir vínculos e relacionamentos pautados na confiança, obter a licença social para operar e consolidar a imagem e reputação da empresa. É importante reforçar que a atuação da Responsabilidade Social da Petrobras contempla ações de relacionamento comunitário para um determinado território, as quais apoiam os empreendimentos em todo o ciclo de vida dos projetos, inclusive nos descomissionamentos.

A3. Plano Integrado de Comunicação e Relacionamento para Descomissionamento

A Petrobras elaborou um Plano Integrado de Comunicação e Relacionamento, a ser implementado em todas as Bacias que tenham projetos de descomissionamento. O Plano tem como um de seus direcionadores o olhar sobre o impacto do descomissionamento nos públicos das áreas de abrangência, especialmente comunidades, alinhado à estratégia corporativa.

Entre as ações previstas, destacamos: 1. Identificar stakeholders e estabelecer uma agenda de comunicação e relacionamento; 2. Manter os públicos de interesse informados de forma clara, conforme os principais marcos do cronograma dos projetos; 3. Ampliar conhecimento das comunidades e do público interno sobre o ciclo natural da indústria; 4. Preparar canal para queixas e reclamações e divulgá-lo às comunidades.

A Responsabilidade Social da Petrobras atua junto às comunidades no entorno de suas operações na Bahia, por meio de ações que incluem investimento em projetos sociais e ambientais, voluntariado empresarial e preparação das comunidades para emergências, dentre outras. O descomissionamento do Campo de Manati é apoiado pela Gerência Setorial RS/RSREG/ESNE2.

B.1: Diagnóstico do Relacionamento Comunitário

O relacionamento comunitário constitui um processo de longo prazo, baseado no diálogo, na transparência e na coerência entre o posicionamento da companhia e as ações implementadas, sendo sistematizado e realizado continuamente durante todo o ciclo de vida dos negócios. Portanto, inicialmente busca-se levantar informações e dados que permitam conhecer a realidade local a partir dos contextos interno e externo, bem como incluir no processo de planejamento ações que tratem os riscos sociais mapeados.

O processo “Gerir Planos Locais de Responsabilidade Social e Relacionamento Comunitário” contempla as etapas de diagnóstico e análise, planejamento, execução, monitoramento e avaliação. A Gerência Executiva de Responsabilidade Social realiza contratação de serviços de Diagnóstico Social e a Gerência Executiva de Comunicação e Marcas realiza pesquisa de percepção da imagem da Petrobras nos territórios centrados na Bahia.

Ao longo de 2018, foi elaborado o Diagnóstico e Análise do Relacionamento Comunitário da Bahia com o objetivo de coletar informações a respeito das comunidades existentes na área de abrangência das unidades operacionais da Petrobras: Salinas das Margaridas/BA; Guaibim/BA; Ponta do Ferrolho/BA; Camassandi/BA; Cairu/BA. O Diagnóstico permite traçar um perfil dessas comunidades, verificando de que maneira as atividades das unidades afetam cada uma delas, sendo utilizado como subsídio para a produção dos Planos de Relacionamento Local. Em 2024 está em curso a elaboração de um novo diagnóstico.

B.2 Plano de Responsabilidade Social e Relacionamento Comunitário

O descomissionamento do Campo de Manati está, para a Responsabilidade Social, no contexto geral das Unidades da Bahia, e por isso, toda a área de abrangência é objeto de levantamento de informações. A atuação de responsabilidade social na Bahia decorre de uma divisão de território, na qual levantamos os riscos sociais dos nossos negócios, identificamos as comunidades possivelmente impactadas e estabelecemos ações de relacionamento comunitário. Essa atuação territorial, e não por projetos específicos, nos permite compreender a dinâmica das nossas interações de forma mais abrangente e alinhada ao contexto das demandas comunitárias em relação à empresa. Iniciamos a execução do Plano de Responsabilidade Social e Relacionamento Comunitário de 2024 da Bahia, composto por 04 macro ações ou objetivos, listados abaixo, com algumas ações destacadas. Vale destacar que o sistema de gestão de Responsabilidade Social, incluindo este Plano, atende a todo o ciclo de vida do negócio, considerando o interesse e os impactos de todas as unidades e projetos da Petrobras na Bahia, o que inclui o descomissionamento do Campo de Manati.

1. Conduzir as ações de relacionamento com as comunidades da área de abrangência de nossas atividades, com base no diálogo contínuo e transparente;
 - Em maio, agosto e novembro de 2024, foram realizados os Comitês Comunitários nas cidades de São Sebastião do Passé, Araçás e Alagoinhas. Foram realizadas palestras sobre a atuação da UN-BA, os projetos sociais aprovados no edital de seleção pública e sobre a atualização dos marcos dos projetos de descomissionamento;
2. Promover ações de prevenção e preparação das comunidades para situações de emergências:
 - Foi realizado simulado de emergência para a plataforma de Manati que está com projeto de descomissionamento.

Reuniões durante o simulado



3. Tratar e monitorar riscos sociais decorrentes da interação entre os nossos negócios, a sociedade e o meio ambiente;
 - A equipe de RS da UN-BA apoia os projetos de descomissionamento no que tange à mitigação dos impactos socioeconômicos identificados.



OBS: A atuação da equipe local de Responsabilidade Social para a mitigação de riscos sociais da área de abrangência é articulada com as Gerências de Ativos da Petrobras e com demais gerências envolvidas com públicos externos. Dessa articulação, são realizadas ações que buscam estreitar o relacionamento com as comunidades identificadas e com lideranças e públicos de interesse de modo a manter informada sobre a situação operacional e os riscos que afetem as comunidades.

4. Engajar Público interno, fortalecendo o compromisso da companhia com uma atuação socialmente responsável;
 - Foi realizada em outubro de 2024 a campanha Mês das Crianças que teve como objetivo arrecadar brinquedos para serem doados às crianças da comunidade de Sapé, no município de Catu-BA, vizinha à Unidade UPGN Santiago.



Divulgação da Campanha do Dia das Crianças.



Caixa de arrecadação das doações da força Trabalho.

- Está sendo realizada em 2024 ação de sensibilização de lideranças e colaboradores em conteúdos de Direitos Humanos e Diversidade na Petrobras.

O planejamento e o cronograma do Plano de Relacionamento Comunitário são elaborados anualmente, e podem ser revisados e alterados ao longo de sua vigência. Para execução satisfatória do Plano são importantes o conhecimento sobre os atores sociais, a mobilização de comunidades para a participação em eventos e fóruns de diálogo com a Petrobras, as visitas às comunidades, e a participação em espaços de interlocução.

As manifestações das comunidades (sugestões, dúvidas, críticas, elogios e denúncias anônimas) são registradas e tratadas através de canais de atendimento, quais sejam:

Central de Atendimento Petrobras Bahia: 0800 071 1050
 Ouvidoria: 0800 282 8280 ou (21) 3224-6666
 E-MAIL: relcom.rne@petrobras.com.br
 Celular corporativo: ligações e WhatsApp
 SAC: 0800 728 9001

B.3. Programa Petrobras Socioambiental e Iniciativas de Responsabilidade Social na Bahia

O Programa Petrobras Socioambiental estrutura os investimentos socioambientais da companhia, sendo composto por um conjunto de projetos apoiados de forma voluntária (ou seja, não relacionados ao cumprimento de obrigações legais tais como TACs, condicionantes ambientais etc.). Os projetos têm duração média de 2 anos, sendo executados por instituições sem fins lucrativos e visam contribuir para a conservação ambiental e para a melhoria das condições de vida das comunidades onde atuamos. O Programa tem quatro linhas de atuação (Educação, Desenvolvimento Econômico Sustentável, Oceano e Florestas), contemplando como temas transversais Direitos Humanos, Inovação e Primeira Infância.

Atualmente, estão vigentes os seguintes projetos socioambientais (isto é, além dos projetos definidos pelo licenciamento) na área de abrangência da Bahia. Essa carteira é dinâmica, pois os projetos são contratados e se encerram em momentos diferentes, ao longo do ano.

1. Semeando o Bem Viver

Objetivo: O projeto promove assistência técnica e extensão rural para agricultores familiares e suas organizações, incentivando a adoção de tecnologias sociais para a agroecologia e a economia solidária. Linha de atuação: Desenvolvimento Econômico Sustentável, em atendimento ao ODS 8 – Trabalho decente e crescimento econômico.

Área de Atuação na Bahia: Araçás, Alagoinhas, Candeias, S. Sebastião do Passé, Entre Rios e Catu (BA)

Vigência: 2024-2027

2. Qualifica Ouro Verde



Objetivo: : O projeto promove a capacitação profissional de jovens e adultos das comunidades por meio de oficinas, cursos, palestras e atividades pedagógicas para o desenvolvimento econômico sustentável e cooperativismo, ações de sensibilização das comunidades para a preservação do meio ambiente, o fortalecimento do vínculo comunitário, inclusão social, empoderamento das famílias, promoção a cidadania, formação de associações e lideranças, respeito e a cultura de paz.

Linha de atuação: Desenvolvimento Econômico Sustentável, em atendimento ao ODS 8 – Trabalho decente e crescimento econômico.

Área de Atuação na Bahia: Araçás, Alagoinhas, Candeias, S. Sebastião do Passé, Entre Rios e Catu (BA)

Vigência: 2024-2027.

3. Projeto Budiões



Objetivo: Promover a conservação dos ambientes recifais da costa brasileira a partir de medidas de proteção e conservação das populações de budiões, que são espécies chaves no mecanismo de funcionamento ecológico dos recifes. Nesta perspectiva, serão implementadas ações de pesquisa, educação ambiental, capacitação de comunidades tradicionais e divulgação científica. Suas ações contribuem para o Plano de Ação Nacional para Conservação dos Ambientes Coralíneos do ICMBio.

Linha de atuação: Oceano, em atendimento ao ODS 14 – Vida na Água.

Área de atuação na Bahia: Mucuri, Nova Viçosa, Caravelas, Porto Seguro, Prado, Santa Cruz Cabrália e Itacaré (BA)

Vigência: 2022 – 2026

4. Projeto Mares:

Objetivo: implementar ações de educação ambiental, pesquisa, monitoramento e restauração de recifes de coral, com vistas à ciência cidadã e educação ambiental voltadas à conservação do ambiente marinho em comunidades da Ilha de Itaparica, na Bahia.

Linha de atuação: Oceano, em atendimento ao ODS 14 – Vida na Água.

Área de atuação na Bahia: Vera Cruz e Itaparica (BA)

Vigência: 2022 – 2025

5. Projeto Janelas para o Amanhã



O programa Janelas para o Amanhã teve por objetivo promover a inclusão digital por meio do atendimento a 26 escolas do estado da Bahia. Tais escolas foram beneficiadas com a doação de 746 computadores em 2023. A entrega dos computadores foi realizada em maio de 2024.

B.4. Ações de Voluntariado

Em nosso programa de voluntariado, colaboradores doam parte do seu tempo, conhecimento ou recursos ao exercício das atividades, enquanto a empresa provê a estrutura necessária para dar suporte a essas ações, inclusive liberando parte das horas de trabalho do empregado para sua atuação voluntária.

Em toda a empresa, anualmente temos a ação **Leão do Bem**, que tem o objetivo de estimular a força de trabalho a destinar parte do imposto de renda para projetos que atendam crianças e adolescentes em situação de vulnerabilidade social, conforme Lei Federal de Destinação Solidária;

Em outubro de 2024 foi realizada uma ação de arrecadação de alimentos no Circuito Petrobras de Corrida e Caminhada que foram doados à Fundação Cáritas de Salvador e à Associação Desportiva São José, uma escolinha de futebol em São Sebastião do Passé (BA).



Circuito Petrobras de Corrida e Caminhada.



Mais de 1 tonelada de alimentos doados.

Responsabilidade Técnica

Profissional	Vinícios da Silveira Mousinho
Empresa	PETROBRAS
Área de Atuação/Disciplina	Responsabilidade Social
Formação/Área profissional	Farmacêutico Analista Clínico
Registro no Conselho de Classe	CRF 2236
CTF IBAMA	8495302

