	ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA		Nº	ET-XXXX.XX-1310-969-P4X-001		
	CLIENTE: DOCUMENTO MASTER			FOLHA: 1 de 29		
	PROGRAMA: DESCOMISSIONAMENTO DE PLATAFORMAS					
	ÁREA: PLATAFORMA DO CAMPO DE [REDACTED]					
SRGE	TÍTULO: DESCOMISSIONAMENTO DA PLATAFORMA DO CAMPO DE [REDACTED]			INTERNO		
				ESUP		

MICROSOFT WORD / V. 2013 / ET-XXXX.XX-1310-969-P4X-001\_0.DOCX

### ÍNDICE DE REVISÕES

REV.	DESCRIÇÃO E/OU FOLHAS ATINGIDAS
0	<p>ORIGINAL</p> <p><u>NOTA: Os itens neste documento e seus anexos estão relacionados a informações que podem variar de projeto para projeto. Inserir texto onde destacado em amarelo.</u></p>

	REV. 0	REV. A	REV. B	REV. C	REV. D	REV. E	REV. F	REV. G	REV. H
DATA	30/11/2020								
PROJETO	ESUP								
EXECUÇÃO	E1B4/AF8Z								
VERIFICAÇÃO	CMC8								
APROVAÇÃO	UPDM								

AS INFORMAÇÕES DESTE DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADES DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDADE A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE  
 FORMULÁRIO PERTENCENTE A PETROBRAS NI-381 REV. L

## SÚMARIO

<b>1. SÚMARIO EXECUTIVO .....</b>	<b>4</b>
1.1. OBJETIVO .....	4
1.2. INTRODUÇÃO .....	4
1.3. ESCOPO .....	4
<b>2. REFERÊNCIAS .....</b>	<b>6</b>
2.1. DOCUMENTOS .....	6
2.2. REGRAS E PADRÕES .....	6
<b>3. INFORMAÇÕES GERAIS .....</b>	<b>7</b>
3.1. VISÃO GERAL DA INSTALAÇÃO A SER DESCOMISSONADA .....	7
3.2. LOCALIZAÇÃO E LAYOUT DO CAMPO .....	8
3.3. DUTOS E ESTRUTURAS ADJACENTES .....	9
3.4. SUCATA SUBMARINA .....	10
3.5. INSPEÇÃO DO LEITO MARINHO E DADOS DE SOLO SUPERFICIAL .....	10
3.6. REQUISITOS MÍNIMOS E CARACTERÍSTICAS ESPECIAIS .....	11
3.7. TÓPICOS AMBIENTAIS .....	12
3.8. CONDIÇÕES CLIMÁTICAS .....	12
<b>4. DOCUMENTOS E CRITÉRIOS DE PROJETO .....</b>	<b>12</b>
4.1. DOCUMENTOS GERAIS .....	12
4.2. ANÁLISE ESTRUTURAL .....	13
4.3. ANÁLISE DE ESTABILIDADE .....	14
4.4. ANÁLISE DE MOVIMENTO .....	14
4.5. ANÁLISE DE MANUTENÇÃO DE POSIÇÃO .....	15
4.6. OPERAÇÕES DE IÇAMENTO .....	15
4.7. PEAÇÃO .....	16
<b>5. PREPARAÇÃO PREVIA À OPERAÇÃO .....</b>	<b>16</b>
5.1. ANÁLISE DE RISCO E SMS .....	16
5.2. MARINE WARRANT SURVEYOR (MWS) .....	16
5.3. LIMPEZA DE EQUIPAMENTOS E DUTOS .....	17
5.4. REMOÇÃO DE EQUIPAMENTOS E MATERIAIS RESTANTES .....	17
5.5. MATERIAL IDENTIFICADO COMO NORM .....	17
5.6. SERVIÇO DE CORTE SUBMARINO .....	18
5.7. SERVIÇO DE DRAGAGEM .....	18
5.8. SERVIÇO DE MERGULHO .....	19
5.9. SOLDAGEM E ENSAIOS NÃO DESTRUTIVOS .....	19
5.10. INSPEÇÃO DA ESTRUTURA .....	19
5.11. SUCATAS SUBMARINA .....	19
<b>6. NAVEGAÇÃO .....</b>	<b>20</b>
6.1. ROTA DE NAVEGAÇÃO E PORTO DE ABRIGO .....	20
6.2. COMUNICAÇÃO .....	20
6.3. POSICIONAMENTO NA ÁREA DE INSTALAÇÃO .....	20
6.3.1. NAUFRÁGIOS .....	21
6.3.2. ATIVIDADES MILITARES .....	21
6.3.3. CABOS SUBMARINOS .....	21
<b>7. ATIVIDADES DE DESCOMISSONAMENTO .....</b>	<b>21</b>
7.1. TOPSIDE .....	21
7.2. JAQUETA .....	22
7.3. RISERS .....	23
7.4. SUMP E CASING .....	24
<b>8. TRANSPORTE E DISPOSIÇÃO FINAL .....</b>	<b>25</b>



ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA

Nº

ET-XXXX.XX-1310-969-P4X-001

REV.:

0

ÁREA:

PLATAFORMA DO CAMPO DE [REDACTED]

FOLHA:

3 / 29

TÍTULO:

DESCOMISSONAMENTO DA PLATAFORMA DO CAMPO  
DE [REDACTED]

INTERNO

ESUP

8.1.	MATERIAL EM GERAL .....	25
8.2.	MATERIAL IDENTIFICADO COMO NORM .....	25
8.3.	INCRUSTAÇÃO MARINHA .....	26
9.	PÓS DESCOMISSONAMENTO .....	26
9.1.	LIMPEZA DE DETRITOS E VERIFICAÇÃO PÓS-DESCOMISSONAMENTO .....	26
9.2.	RELATÓRIO FINAL DO DESCOMISSONAMENTO .....	26
ANEXO I – SUCATAS SUBMARINA .....		27
ANEXO II – LISTA DOS MATERIAIS E EQUIPAMENTOS DA PLATAFORMA .....		28
ANEXO III – INFORMAÇÕES DE SOLO.....		29

RASCUNHO

## 1. SÚMARIO EXECUTIVO

### 1.1. OBJETIVO

O objetivo desta especificação é fornecer informações técnicas para o Descomissionamento da plataforma fixa [REDACTED].

### 1.2. INTRODUÇÃO

A plataforma [REDACTED] está instalada no campo de [REDACTED], localizado 6km a nordeste da costa do estado de [REDACTED], em lâmina d'água de aproximadamente 19m. As coordenadas da plataforma são:

Latitude [REDACTED], Longitude [REDACTED] ou UTM ([REDACTED] SIRGAS 2000).

A plataforma está localizada em frente a uma Reserva Biológica.

O campo foi descoberto em 1977. A plataforma foi instalada em 1979 e a produção foi encerrada em 2010. A plataforma exportava óleo e gás para a estação, no litoral, por meio de três dutos de 19km (sendo um oleoduto de 6" e dois gasodutos de 4" e 10").

A plataforma consiste em uma jaqueta e convés em dois níveis. Além disso, a plataforma possui uma extensão, no segundo deck, instalada para a realocação do heliponto. O topside foi instalado em duas seções e conectado na cota 16.000 por soldagem.

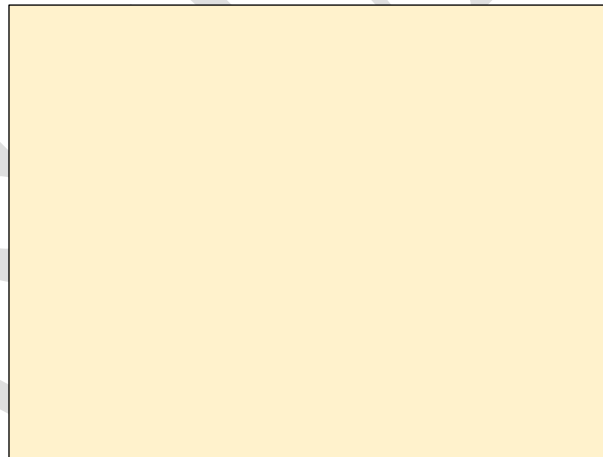


Figura [REDACTED] – Foto da plataforma

### 1.3. ESCOPO

O desenvolvimento do Descomissionamento da plataforma [REDACTED], incluindo todo o Projeto, Engenharia, Suprimentos e Operação Offshore, abrange:


- Execução de inspeções incluindo da plataforma, dutos e estruturas, e estudos ambientais para apoiar o desenvolvimento do Descomissionamento.
- Remoção do topside.
- Remoção da subestrutura, incluindo os detritos no fundo do mar
- Transporte, desmontagem e descarte.

O escopo dos serviços é detalhado ao longo desta especificação técnica. O resumo é apresentado a seguir:

<b>Estrutura</b>	<b>Tipo</b>	<b>Categoria</b>	<b>Escopo do Descomissionamento proposto</b>
Topside	Módulo único	Instalação de superfície	Remoção completa, desmontagem e descarte.
Jaqueta	Jaqueta de aço fixa	Subestrutura	Remoção completa (3m abaixo do leito marinho), desmontagem e descarte. A fundação da jaqueta e o gabarito de perfuração devem ser deixados in situ.
Dutos	Ver item 3.3	Submarina	Os dutos foram limpos de hidrocarbonetos e devem ser deixados in situ. Spools, umbilicais, estruturas associadas à atividade de remoção de plataforma devem ser removidos e devolvidos à costa para descarte.
Condutores	Condutor de 30" com coluna de produção interna de 20"	Subestrutura	Os condutores serão completamente removidos por uma plataforma de perfuração antes das atividades de descomissionamento
Estacas	Tubo de 34" com tubo interno de 28" e camada de cimento anular	Subestrutura	As estacas devem ser deixadas in situ para se degradarem e permitir que o leito marinho se recupere naturalmente.
Poços		Instalação submarina	Os poços estão tamponados e abandonados. Os itens removidos foram retornados à terra para reutilização, reciclagem ou descarte.
Sucatas submarinas	Ver item 3.4	Submarina	As sucatas submarinas devem ser removidas e transportadas para descarte em terra. Deve ser realizada uma investigação do fundo do mar para identificar essas sucatas.
Equipamentos e materiais restantes	Ver item 5.4	Instalação de superfície	Todos os demais equipamentos e materiais devem ser removidos, segregados e descartados como sucata e transportados para a área de descarte.
Detritos no fundo do mar	Ver item 9.1	Submarina	Uma inspeção do leito marinho deve ser realizada para identificação e catalogação dos detritos. Os detritos no fundo do mar devem ser completamente removidos e transportados para descarte em terra.
Outros			

 Tabela **XXXX** – Resumo do Descomissionamento proposto

A metodologia de remoção da plataforma faz parte da estratégia da CONTRATADA. O método de remoção deve ser emitido para aprovação da PETROBRAS.

	<b>ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA</b>	Nº <b>ET-XXXX.XX-1310-969-P4X-001</b>	REV.: <b>0</b>
	ÁREA: <b>PLATAFORMA DO CAMPO DE</b>	FOLHA: <b>6 / 29</b>	
	TÍTULO: <b>DESCOMISSONAMENTO DA PLATAFORMA DO CAMPO DE</b>	<b>INTERNO</b>	
		<b>ESUP</b>	

## 2. REFERÊNCIAS

### 2.1. DOCUMENTOS

- [01] I-ET-XXXX.XX-XXXX-931-XXX-001 Metocean Data
- [02] DE-XXXX.XX-XXXX-942-XXX-001 Platform General Arrangement
- [03] DE-XXXX.XX-XXXX-942-XXX-002 Platform Sections
- [04] DE-XXXX.XX-XXXX-942-XXX-003 Platform Field Layout

### 2.2. REGRAS E PADRÕES

Regras, códigos e padrões apresentados na lista abaixo deverão ser empregados para o projeto de descomissionamento. A versão mais atual dos mesmos deverá ser utilizada, exceto quando indicado o contrário. Regras, códigos e padrões diferentes dos listados devem ser submetidos à PETROBRAS para aprovação. Em caso de conflito com requisitos, regras, regulamentos e especificações contidos nesta especificação técnica, a PETROBRAS deve ser consultada para definir os requisitos a serem seguidos.

- [05] AISC 335-89 Specification for Structural Steel Buildings - Allowable Stress Design and Plastic Design - 9th Edition
- [06] API RP 2A Planning, Designing, and Constructing Fixed Offshore Platforms - Working Stress Design
- [07] DNVGL-OS-C201 Structural design of offshore units – WSD method
- [08] DNVGL-RP-N102 Marine operations during removal of offshore installations
- [09] DNVGL-ST-N001 Marine operations and marine warranty
- [10] ISO 19901-5 Specific requirements for offshore structures - Part 5 Weight control during engineering and construction
- [11] DNVGL-RP-N201 – Lifting appliances used in subsea operations
- [12] AWS D1.1 - Structural Welding – Steel
- [13] N-1710 – Coding of technical engineering documents (Petrobras Standard)
- [14] CNEN NN-3.01 – Diretrizes Básicas de Proteção Radiológica (Basic Guidelines for Radiological Protection)
- [15] CNEN NN-5.01 – Transporte de Materiais Radioativos (Transport of Radioactive Materials)
- [16] NORSOK N-003 – Actions and action effects
- [17] CONAMA- RESOLUÇÃO 275/2001
- [18] NOTA TÉCNICA – CGPEG / DILIC / IBAMA / Nº 01/11
- [19] NOTA TÉCNICA – CGPEG / DILIC / IBAMA / Nº 08/12
- [20] INTERNATIONAL CONVENTION ON THE CONTROL OF HARMFUL ANTI FOULING SYSTEMS ON SHIPS, 2001
- [21] RESOLUTION MEPC.207(62), IMO
- [22] NORMAM-15/DPC – Normas da Autoridade Marítima para Atividades Subaquáticas
- [23] NORMAM-17/DHN – Normas da Autoridade Marítima para Auxílios à Navegação
- [24] NR-15 – Atividades e Operações Insalubres
- [25] IMCA D 014 – International Code of Practice for Offshore Diving
- [26] RESOLUÇÃO ANP 817/2020

### 3. INFORMAÇÕES GERAIS

#### 3.1. VISÃO GERAL DA INSTALAÇÃO A SER DESCOMISSONADA

Os dados principais estimados dos componentes da plataforma estão listados na tabela [REDACTED].

Campo:						
Lâmina d'água (m)		Distância da costa mais próxima (km)				
Estrutura	Localização	Maior dimensão externa (m)			Peso (ton)	Referência
		Comprimento	Largura	Altura		
Tanque de combustível						
Casing						
Sump						
Convés superior						
Convés inferior						
Jaqueta *						

Tabela [REDACTED] – Dimensões e peso dos itens da plataforma

- (1) Pesos estão indicados sem fatores de segurança e contingência  
 (\*) Peso da jaqueta exclui o peso dos condutores e das estacas

Pesos e dimensões mostrados na tabela [REDACTED] foram estimados. Essas informações não podem ser utilizadas como dados de projeto. A CONTRATADA deve verificar e confirmar as informações para validação.

A CONTRATADA deve calcular o peso total e o COG final (centro de gravidade), levando em consideração o estado atual das estruturas da plataforma e o peso extra remanescente (equipamentos, tubulações, incrustações marinhas, água aprisionada, solo embuchado, etc.).

A estimativa para o peso de incrustação marinha deve estar de acordo com a NORSOK N-003 [16] ou medições locais atestadas por relatório submetido para comentários e aprovação da PETROBRAS. A remoção de incrustação marinha em alto mar não é permitida.

Como referência, o layout da plataforma pode ser visto nas figuras [REDACTED] e [REDACTED].



Figura [REDACTED] – Layout da plataforma (vista lateral)



Figura [REDACTED] – Layout da plataforma (vista de topo)

### 3.2. LOCALIZAÇÃO E LAYOUT DO CAMPO

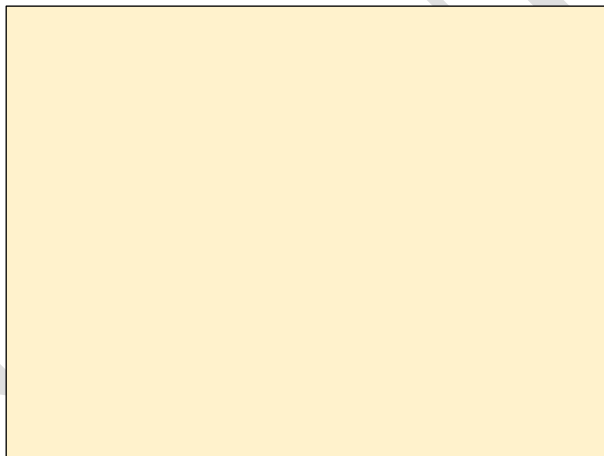


Figura [REDACTED] – Localização do campo

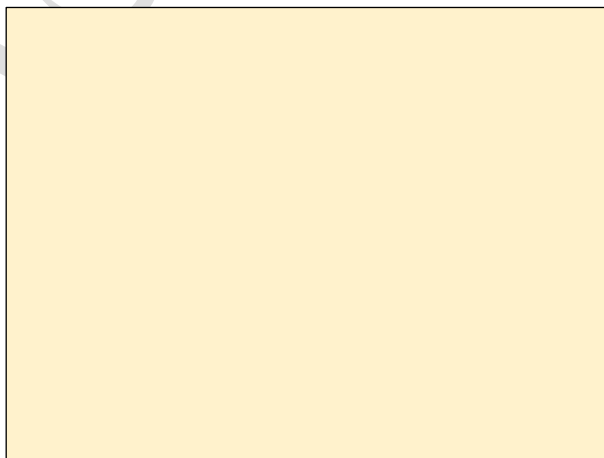


Figura [REDACTED] – Layout do campo



### 3.3. DUTOS E ESTRUTURAS ADJACENTES

Os dutos, linhas de fluxo e umbilicais adjacentes à plataforma são mostrados na Tabela [REDACTED].

Descrição	Nome	Diâmetro (in)	Comprimento (km)	Descrição das peças componentes <sup>1</sup>	Produto transportado <sup>2</sup>	De - para	Situação de enterramento <sup>3</sup>	Status do duto <sup>4</sup>	Situação atual <sup>5</sup>

Tabela [REDACTED] – Lista de instalações adjacentes

1 e.x. Concreto; Aço; Umbilical; Flexível

2 e.x. Óleo; Gás; Água; Produtos químicos

3 e.x. Apoiado no leito marinho; dentro de vala; dentro de vala e enterrado; sem apoio em algum trecho longitudinal

4 e.x. Operacional; Fora de uso

5 e.x. Limpo; Lavada; Presença de hidrocarbonetos e/ou produtos químicos na linha

O escopo da CONTRATADA para os dutos está indicado no item 7.

As figuras abaixo ilustram a localização dos risers na parte emersa da jaqueta.

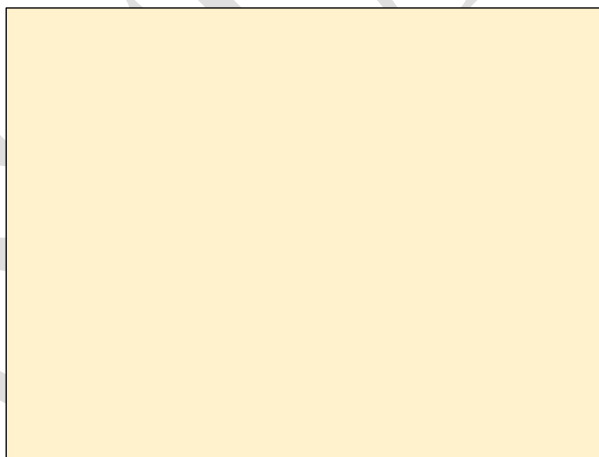


Figura [REDACTED] – Localização dos risers na parte emersa da jaqueta

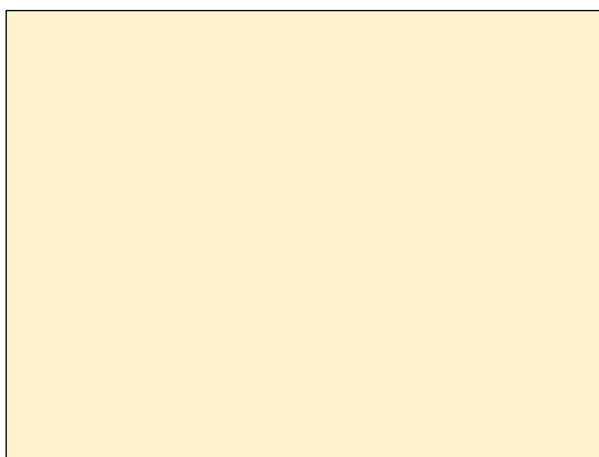


Figura [REDACTED] – Localização dos apoios dos risers

### 3.4. SUCATA SUBMARINA

Ao longo da vida útil da plataforma, alguns itens (sucata submarina) podem ter se acumulado ao redor da plataforma.

O registro das sucatas submarinas encontradas em torno da área do campo de [REDACTED] é apresentado no ANEXO [REDACTED]. Consiste em sucatas encontradas durante um levantamento geodésico, seções de oleoduto e dois contêineres que caíram no fundo do mar.

O escopo da CONTRATADA para a remoção das sucatas submarinas é indicado no item 5.11.

### 3.5. INSPEÇÃO DO LEITO MARINHO E DADOS DE SOLO SUPERFICIAL

Durante a vida da plataforma, algumas plataformas auto elevatórias de perfuração podem ter sido usadas para intervenções e abandono de poços.

A figura [REDACTED] apresenta as pegadas das sapatas da plataforma de perfuração disponíveis e a tabela [REDACTED] apresenta a profundidade da penetração da sapata.

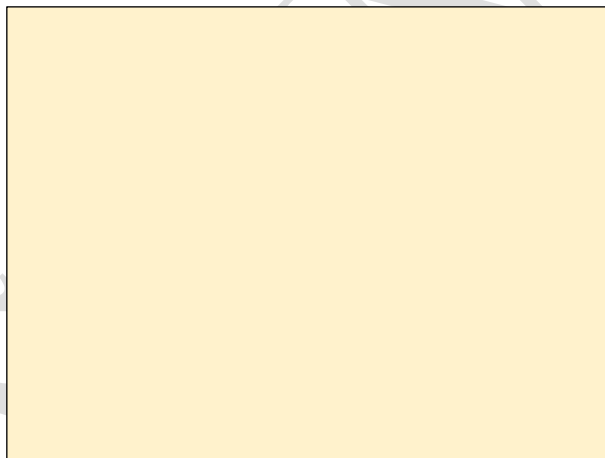


Figura [REDACTED] – Pegadas das sapatas da plataforma de perfuração

Plataforma	Penetração das sapatas (m)		
	PROA	BB	BE

Tabela [REDACTED] – Profundidade da penetração da plataforma de perfuração

Se as pegadas causadas pelas sapatas da plataforma de perfuração vierem a interferir em qualquer uma das atividades de descomissionamento, a CONTRATADA deverá avaliar a necessidade de realizar uma inspeção do leito marinho a fim de verificar a condição atual do mesmo e emitir um relatório para a PETROBRAS.

Os dados do solo do campo de [REDACTED] podem ser encontrados no ANEXO [REDACTED] como referência.

A PETROBRAS fornecerá informações sobre dados de solo e batimetria do entorno da plataforma. É importante mencionar que os dados de solo fornecidos podem ter sido adquiridos na configuração original do leito marinho, porém durante a vida da plataforma o mesmo pode apresentar alterações devido a marcas de sapata de plataforma de perfuração ou movimentação do solo ou erosão do solo junto as estruturas.

A interpretação dos parâmetros de solo para efeitos de projeto é de responsabilidade da CONTRATADA. Se a estratégia da CONTRATADA prevê que qualquer estrutura seja posicionada no leito marinho, a CONTRATADA deverá avaliar a necessidade de realizar uma nova investigação de dados de solo para verificar a atual resistência do solo do leito marinho. A CONTRATADA deverá emitir um relatório e submeter para a PETROBRAS comentar e aprovar.

### **3.6. REQUISITOS MÍNIMOS E CARACTERÍSTICAS ESPECIAIS**

Os requisitos mínimos abaixo devem ser atendidos e atestados com as devidas evidencias pela CONTRATADA/LICITANTE após a licitação e antes da assinatura do contrato.

A CONTRATADA/LICITANTE deve atestar propriedade ou disponibilidade de pelo menos um navio guindaste, jack up ou embarcação com DP.

A CONTRATADA/LICITANTE deve fornecer currículos para cada uma das pessoas chave a bordo (gerente da embarcação, engenheiro de campo, soldador, marinheiro de convés e operador de guindaste), atestando ao menos 10 anos de experiência em unidades offshore.

A CONTRATADA/LICITANTE deve ter corpo de engenharia próprio para tratar assuntos relacionados a questões técnicas ligadas aos procedimentos de descomissionamento.

As embarcações principais da CONTRATADA/LICITANTE (embarcação principal, balsa de serviço e rebocador), equipamentos de convés, equipamentos e sistemas auxiliares (guindastes, guinchos, sistemas de corte, sistema de mergulho) devem ser dimensionados para cumprir as tarefas de descomissionamento.

A embarcação principal (navio guindaste, jack-up ou embarcação com DP) deve operar com capacidade total por pelo menos 70% do tempo offshore programado em relação às condições ambientais disponíveis. Ver dados no Metocean, Referência [01]. A análise de movimento deve ser fornecida para obter informações mais seguras.

A embarcação principal deve ser equipada com MRU (unidade de referência de movimento) com dispositivo e software de processamento de dados para exibir e registrar em tempo real a aceleração e o deslocamento vertical da ponta da lança do guindaste, bem como os movimentos principais do casco (roll, pitch, and heave).

No caso de a embarcação principal ser uma unidade ancorada, o sistema de amarração (guinchos, cabos de aço, âncoras) deve ser adequado para ancoragem a lâmina d'água de 50m. O passadiço deve possuir software de cálculo de amarração.

A embarcação principal deve possuir helideck com capacidade mínima para 8000 lbs.

Um escritório e duas cabines com banheiro (2x2 pessoas) devem ser reservados aos representantes da PETROBRAS a bordo.

O escritório deve estar equipado com internet e telefone gratuitos (chamadas interurbanas) prontos para uso. Dois rádios portátil VHF náutico (baterias sobressalentes e carregador) nas mesmas frequências operacionais da CONTRATADA devem ser fornecidos para uso da equipe da PETROBRAS.

PETROBRAS irá prover transporte aéreo para os seus funcionários a bordo da embarcação principal.

A mudança de turno da tripulação da CONTRATADA deve ser feita por seus próprios meios e opções. A transferência de pessoal por guindaste é permitida apenas a luz do dia e usando cestas certificadas.

Eventuais MEDEVAC (resgate aéreo médico) durante o descomissionamento são de responsabilidade da CONTRATADA.

### 3.7. TÓPICOS AMBIENTAIS

A plataforma está localizada em frente a uma Reserva Biológica. A janela de operação para a remoção offshore da plataforma é restrito do início de março ao final de setembro devido a restrições obrigatórias emitidas pela Agência ambiental Nacional Brasileira (Referência [REDACTED]) devido à temporada de desova das tartarugas marinhas no local.

A CONTRATADA deve seguir e cumprir todas as regulamentações e normas ambientais brasileiras, mesmo que aqui não mencionadas.

A CONTRATADA deve estar ciente da presença do Coral [REDACTED] ([REDACTED]) e seu manejo deve estar de acordo com as leis e normas ambientais brasileiras.

As embarcações e equipamentos da CONTRATADA podem ser submetidos a inspeção do órgão ambiental (IBAMA) para verificar a conformidade legal.

A falta de informações sobre a legislação e normas ambientais brasileiras não serão aceitas como justificativa para o não cumprimento de obrigações contratuais.

No caso da CONTRATADA desrespeitar alguma lei e/ou norma ambiental, a CONTRATADA será responsável por todas as implicações legais.

Nenhuma reivindicação contratual será permitida com base em práticas ambientais inadequadas realizadas pela CONTRATADA.

### 3.8. CONDIÇÕES CLIMÁTICAS

O serviço de previsão oceânica e meteorológica deve ser contratados pela CONTRATADA para prever as condições climáticas a partir da data estabelecida, intensificando a análise com alguns dias de antecedência do início das operações de içamento. Essa análise será primordial para a decisão de viabilidade da operação.

Os limites operacionais das embarcações que serão utilizadas para operações devem ser previamente estabelecidos pela CONTRATADA.

Como referência, os dados estatísticos oceânicos e meteorológicos do Campo de [REDACTED] são informados na Referência [REDACTED]. Esses dados são apenas um guia e não podem ser usados para previsões determinísticas de condições futuras.

## 4. DOCUMENTOS E CRITÉRIOS DE PROJETO

### 4.1. DOCUMENTOS GERAIS

A CONTRATADA deve emitir uma lista de documentos de projeto que cobrem os itens de 4 a 10.

A CONTRATADA deve emitir uma diretriz para descomissionamento que descreva as atividades que serão realizadas ao longo de todas as tarefas de preparação, remoção e descarte das estruturas.

A CONTRATADA deverá emitir Procedimentos Técnicos que detalhem todas as etapas que serão realizadas ao longo de todo o descomissionamento.

Todos os documentos emitidos devem atender integralmente aos requisitos descritos nos itens 2.2 e 4. Qualquer desvio referente a esses requisitos deve ser submetido à aprovação da PETROBRAS. Todos os documentos devem ser escritos usando o Sistema Internacional de Unidades (SI).

Todos os documentos devem ser emitidos para comentários e aprovação da PETROBRAS e do Marine Warranty Surveyor. Qualquer outro documento que a PETROBRAS julgar necessário para a execução de qualquer atividade relacionada ao descomissionamento, como um todo, deverá ser emitido para comentários e aprovação da PETROBRAS.

#### 4.2. ANÁLISE ESTRUTURAL

Uma inspeção local e estrutural (medição de espessura, visual, LPI, MPI e UT) são necessários para atualizar as condições reais de todas as estruturas ou qualquer diferença entre os desenhos e a estrutura real. Todas as áreas com corrosão severa no membro estrutural devem ser avaliadas.

Água aprisionada, solo embuchado e incrustações marinhas devem ser levados em consideração em todas as análises. A incrustação marinha deve estar de acordo com a NORSOK N-003 [18] ou por medições locais atestadas por relatório submetido para comentários e aprovação da PETROBRAS.

A CONTRATADA deve fornecer, mas não se restringindo a, os documentos listados abaixo:

- Premissas de projeto.
- Desenhos.
- Relatórios.
- Relatório de controle de peso.
- Relatórios de inspeções.
- Plano de inspeção e medição de espessura.
- Relatório de análise estrutural e de estabilidade após corte de membros.
- Verificação de batentes e guias instalados nas balsas.
- Análise estrutural durante o içamento.
- Análise local de pontos de içamento.
- Análise de casco da balsa e reforços.
- Análise da estrutura do deck da balsa.
- Projeto de batentes.
- Análise de juntas e conexões
- Análise de solda.

As referências AISC 335-89 [07] e API RP 2A [08] devem ser utilizadas para análises estruturais. Fatores de segurança adequados devem ser aplicados a todas as cargas, as Referência DNVGL-RP-N102 [10] e ISO 19901-5 [12] podem ser usadas para adequação dos pesos. Fatores de içamentos adequados devem ser aplicados para todas as análises de içamento de acordo com a DNVGL-ST-N001 [11].

Os membros estruturais devem ser classificados como especiais, primários e secundários para o caso de cargas de içamento e transporte, de acordo com a DNVGL-OS-C201 [09],

membros especiais e primários importantes que podem ser usados na balsa de transporte não devem ser considerados sucata. Se necessário, o reforço estrutural deve ser instalado nas estruturas e no casco das balsas de transporte.

Caso a estratégia da CONTRATADA preveja que seja posicionada alguma estrutura no leito marinho, em qualquer etapa da operação, o levantamento dos dados do solo deve ser realizado conforme o Item 3.4. O assentamento da estrutura, atrito e adesão no solo e o embuchamento do solo devem ser avaliados para determinar adequadamente a amplificação das cargas a serem içadas. O guindaste deve ter capacidade suficiente para içar a estrutura, parcialmente enterrada, levando em consideração esses efeitos de amplificação de carga.

#### 4.3. ANÁLISE DE ESTABILIDADE

A CONTRATADA deve garantir estabilidade e reserva de flutuabilidade adequada para as unidades flutuantes envolvidas em qualquer operação de descomissionamento. Análise de estabilidade na condição normal e em danos devem ser submetidas para comentários e aprovação da PETROBRAS.

A CONTRATADA deve submeter a análise de estabilidade para as embarcações flutuantes diretamente envolvidas na operação (como guindaste flutuante, balsa na qual os itens de descomissionamento serão colocados etc.) para comentários e aprovação da PETROBRAS. A análise deve levar em conta pelo menos as seguintes condições de carregamento:

- Trânsito para locação (Campo de [REDACTED]).
- Condições de carregamento de descomissionamento\*.
- Trânsito para o porto.

\* As condições de carregamento de descomissionamento devem ser tantas necessárias para descrever em detalhes o comportamento da estabilidade das unidades flutuantes durante toda a operação.

Cada condição de carregamento deve conter pelo menos as seguintes informações:

- Calado (popa, meia nau e proa);
- Inclinação da unidade (heel and trim);
- Descrição detalhada do peso e distribuição (lightweight and deadweight);
- Esforço cortante e momento fletor atuantes na unidade flutuante;
- Centro de gravidade incluindo correção do efeito de superfície livre.

#### 4.4. ANÁLISE DE MOVIMENTO

A CONTRATADA deverá submeter análise de movimento de todas as unidades flutuantes diretamente envolvidas na operação para comentários e aprovação da PETROBRAS.

A CONTRATADA deve considerar pelo menos as seguintes condições de carregamento na análise:

- Início da operação de descomissionamento;
- Fase intermediária da operação;
- Final da operação de descomissionamento;
- Trânsito para o porto.

Para cada condição de carregamento, a CONTRATADA deve apresentar pelo menos os seguintes dados:

- Matriz de inércia;
- Períodos naturais de movimentos (heave, roll and pitch);
- Amortecimento viscoso linear equivalente considerado;
- Curvas de RAO (Response Amplitude Operator), considerando 6 (seis) graus de liberdade;
- Movimentos no centro de gravidade da estrutura flutuante;
- Acelerações no centro de gravidade da estrutura flutuante;
- Acelerações em pontos-chave para o projeto de fundações e fixações;
- Curvas de resposta de curto prazo para movimentos e acelerações no centro de gravidade.

Projetar a condição ambiental para operações sem restrições climáticas, conforme a DNVGL-ST-N001 [11]. A aprovação das operações marítimas pelo Marine Warranty Survey deve ser considerada. Como referência, os dados de vento, ondas e corrente são apresentados na Referência [REDACTED].

#### **4.5. ANÁLISE DE MANUTENÇÃO DE POSIÇÃO**

A CONTRATADA deverá submeter a análise de manutenção de posição de todas as unidades flutuantes diretamente envolvidas na operação para comentários e aprovação da PETROBRAS.

É escopo da CONTRATADA garantir que as unidades flutuantes diretamente envolvidas na análise mantenham sua posição adequadamente nas condições de operação e sobrevivência.

Projetar a condição ambiental para operações sem restrições climáticas, conforme a DNVGL-ST-N001 [11]. A aprovação das operações marítimas pelo Marine Warranty Survey deve ser considerada. Como referência, os dados de vento, ondas e corrente são apresentados na Referência [REDACTED].

Se qualquer embarcação provida de DP for afretada para o descomissionamento, a CONTRATADA deverá garantir que a mesma mantenha a posição de forma adequada no modo de operação e sobrevivência.

Deverá ser emitido relatório de ancoragem no caso de embarcações sem DP.

#### **4.6. OPERAÇÕES DE IÇAMENTO**

Com relação às atividades de içamento, a CONTRATADA deverá apresentar toda a documentação relacionada para aprovação da PETROBRAS e MWS, tais como:

- Memória de cálculo (capacidade do guindaste, acessórios de içamento, guinchos auxiliares);
- Análise estrutural de içamento (conforme indicado no item 4.2).
- Sequência operacional;
- Plano de posição das balsas;
- Arranjo de amarração das balsas;
- Controle de lastro das balsas;
- Arranjo de içamento;
- Procedimento de içamento;
- Desenho indicando que não haverá colisão durante o içamento;
- Limites operacionais;
- Certificado dos acessórios de içamento;

- Certificado (guindastes, embarcações e guinchos)
- Guias e batentes;
- Desenhos;
- Certificado de ensaios não destrutivos de (olhais, estruturas, acessórios de içamento e etc).

#### 4.7. PEAÇÃO

A CONTRATADA deve fornecer todos os documentos e relatórios do projeto peação para aprovação da PETROBRAS e MWS, tais como:

- Cálculos;
- Arranjo de posicionamento das balsas;
- Certificados dos acessórios usados para peação (tubos estruturais, lingas, manilhas, cordas sintéticas etc.);
- Certificado das balsas;
- Desenhos;
- Plano de inspeção NDT para fixação do mar;
- Projeto estrutural: elementos de peação, reforços de barcaças, guias e batentes.
- Análise de segurança.

### 5. PREPARAÇÃO PREVIA À OPERAÇÃO

Antes do início das atividades de remoção da plataforma, algumas análises devem ser realizadas pela CONTRATADA. Essas análises são listadas abaixo.

#### 5.1. ANÁLISE DE RISCO E SMS

A CONTRATADA deve cumprir as Regras e Normas do item (Item 2.2) e principalmente, mas não restrito a DNVGL-RP-N201 [13], capítulo 5.11 - Sistema de gestão de SMS.

A Análise de risco deve ser emitida em conformidade com o Item 5.1 - Apêndice A.1 do documento de referência DNVGL-RP-N201 [13], a qual deve ser feita pela CONTRATADA e apresentada para avaliação da PETROBRAS antes do início de cada operação.

Deve se usar ferramentas de gerenciamento de riscos durante todo o projeto de desativação para reduzir e limitar os riscos gerais.

Técnicas de HAZOP / HAZID devem ser aplicadas para identificar, prevenir e mitigar riscos desde a etapa inicial de navegação até a disposição final de sucata.

A avaliação de risco no local, antes das operações críticas, é obrigatória.

#### 5.2. MARINE WARRANT SURVEYOR (MWS)

A CONTRATADA deverá contratar um MWS para fornecer a certificação de todos os procedimentos de desativação, cálculos e operações do local.

A empresa MWS deve ter experiência anterior em atividades de descomissionamento.

Os principais deveres do MWS são, mas não estão restritos a:

- Emitir declarações de aceitabilidade (SoA) para revisões de documentos de cálculos de engenharia, desenhos, análises e procedimentos operacionais;



- Testemunhar operações críticas e emitir o Certificado de Aprovação (CoA) para atividades de içamento.

A CONTRATADA deve considerar qualquer uma das seguintes sociedades de classe como encarregadas da certificação: ABS (American Bureau of Shipping); DNVGL (Det Norske Veritas / Germanischer Lloyd), BV (Bureau Veritas) ou LR (Lloyd's Register).

Outras sociedades de classe podem ser propostas pela CONTRATADA, mas devem ser submetidas à aprovação prévia da PETROBRAS.

### **5.3. LIMPEZA DE EQUIPAMENTOS E DUTOS**

A PETROBRAS fez uma limpeza inicial nos dutos. A CONTRATADA deve realizar a limpeza e inertização dessas linhas e emitir um certificado de isenção de gás antes do início das atividades de corte.

A tubulação e os acessórios da planta de processamento foram limpos e desmontados. A plataforma [REDACTED] não possui tanque de armazenamento de produção.

Tanque de combustível, purificador, tanque de diesel e reservatório foram drenados, mas podem conter resíduos de hidrocarbonetos. A contratada deve avaliar os procedimentos de segurança adequados para sua remoção.

### **5.4. REMOÇÃO DE EQUIPAMENTOS E MATERIAIS RESTANTES**

A CONTRATADA deve avaliar a necessidade de remover equipamentos e quaisquer materiais separadamente das estruturas da plataforma.

Todos os equipamentos e materiais devem ser segregados e descartados como sucata e transportados para a área de disposição.

Uma lista de equipamentos restantes é apresentada no ANEXO [REDACTED]. Esta lista deve ser usada apenas como referência. Qualquer outro equipamento e materiais restantes devem ser removidos.

### **5.5. MATERIAL IDENTIFICADO COMO NORM**

De acordo com a referência [REDACTED], os materiais foram identificados com a presença de NORM (Natural Occurring Radioactive Material).

Esses materiais estão segregados na \_\_\_\_ convés de produção nº [REDACTED] e identificados, conforme indicado nas figuras [REDACTED] do ANEXO [REDACTED]. O peso e o volume estimados são [REDACTED].

Quaisquer outros materiais remanescentes com presença de NORM deverão ser removidos pela CONTRATADA.

O manuseio, a unitização da carga e o transporte desses materiais deverão ser realizados de acordo com as normas apropriadas pela CONTRATADA, conforme descrito no item 8.2.

Esses materiais devem ser acondicionados em recipientes específicos, segregados dos demais materiais.

De acordo com a referência [REDACTED], esses materiais identificados com NORM não apresentam nenhuma restrição de manuseio, uma vez que os níveis de taxa de dose por eles emitidos não apresentam valores acima do limite de dose individual estabelecido pela referência CNEN NN-

3.01 [16]. Todos os requisitos de proteção contra radiação, como o uso de dosímetros termoluminescentes (TLD), blindagem ou restrição de tempo de trabalho, são dispensados.

## 5.6. SERVIÇO DE CORTE SUBMARINO

A CONTRATADA deve fornecer serviço de corte submarino.

Todas as estacas da jaqueta devem ser cortadas 3,0 m (três metros) abaixo do nível do fundo do mar, conforme documento de referência "Resolução ANP nº 817/2020" [28].

Risers de aço devem ser cortados no nível do fundo do mar após a curvatura do tubo na seção horizontal dos oleodutos.

Os umbilicais e as cabeças dos terminais das linhas de fluxo devem ser desconectados dos pontos de suporte e colocados com segurança no fundo do mar, próximo à base da plataforma.

A Tabela [REDACTED] mostra as atividades de corte submarino necessárias.

Item	Localização	Quantidade	especificação	Local de corte
Estacas da perna principal				3.0 abaixo do leito marinho
Dutos				Nível do leito marinho
Condutores				3.0 abaixo do leito marinho
Outros				

Tabela [REDACTED] - Atividades de corte submarino

A CONTRATADA deve definir a estratégia e metodologia de corte submarino e deve submeter à aprovação da PETROBRAS.

## 5.7. SERVIÇO DE DRAGAGEM

A menos que seja adotado um dispositivo de corte de estacas interno, o serviço de dragagem pode ser necessário para atingir a seção de corte de estacas 3,0 m abaixo do nível do fundo do mar e permitir a montagem e operação do dispositivo de corte.

A CONTRATADA deverá fornecer serviço de dragagem para dragar área adequada ao redor das plataformas, permitindo o corte na profundidade de 3,0 m abaixo do fundo do mar para estacas principais e risers. Um estudo analisando a estabilidade do talude devido ao serviço de dragagem deverá ser realizado e emitido. Se necessário, deve ser realizada investigação de solo.

O volume de dragagem e a estabilidade do declive do solo ao redor das estacas devido à dragagem devem ser considerados e verificados pela CONTRATADA. Um relatório deve ser emitido.

Os dados do solo são apresentados no item 3.4 deste documento. Mudanças de superfície ou perturbações podem ser observadas por ondas de areia ou penetração de sondas no solo.

A análise dos parâmetros do solo para fins de projeto é de responsabilidade da CONTRATADA.

O serviço de dragagem pode ser suprimido se a CONTRATADA apresentar qualquer outra estratégia para corte de estacas e condutores. Deve ser submetido para comentários e aprovação da PETROBRAS.

Todos os trabalhos subaquáticos serão monitorados e gravados por sistema de TV online. Um plano de monitoramento deve ser emitido.

#### 5.8. SERVIÇO DE MERGULHO

A CONTRATADA deve fornecer serviço de mergulho para auxiliar os trabalhos subaquáticos, como inspeções, dragagem, corte, limpeza de detritos do fundo do mar, instalações de aparelhamento e relatórios.

Todos os sistemas e procedimentos de mergulho devem ser certificados por classe e cumprir as normas internacionais emitidas pelo Código Internacional de Prática para Mergulho Offshore da IMCA e as normas brasileiras NR-15 [26] e NORMAM-15 [24].

Todos os trabalhos subaquáticos serão monitorados e gravados por sistema de TV online. Um plano de monitoramento deve ser o problema.

#### 5.9. SOLDAGEM E ENSAIOS NÃO DESTRUTIVOS

Todos os serviços de soldagem (olhais a serem instalados, reforço de membros estruturais, peação, etc.) devem ser instruídos por procedimentos de soldagem qualificados, bem como soldadores, inspetores, consumíveis, etc., nos termos da referência AWS D1.1 [14].

A CONTRATADA deve realizar ensaios não destrutivos para todos os acessórios de içamento, reforços e outras estruturas durante a fabricação e instalação. A categoria de inspeção de soldagem deve estar de acordo com DNVGL-ST-N001 [11]. Os pontos de içamento, as conexões dos balancins e as conexões de peação devem ser classificados como estruturas especiais e são da categoria de inspeção I. As barras de peação e os balancins devem ser classificadas como estruturas primárias e são da categoria de inspeção I.

Deve-se realizar o teste de laminação ultrassônica do revestimento do convés da barcaça e das estruturas transportadas. A categoria de inspeção deve ser sempre a categoria mais restritiva quando membros de inspeção de categorias diferentes estão conectados

#### 5.10. INSPEÇÃO DA ESTRUTURA

A CONTRATADA deverá fornecer levantamento da estrutura das plataformas em data anterior à operação para avaliar a real condição da plataforma e fornecer informações para o desenvolvimento do projeto conforme descrito no item 4.

A CONTRATADA deverá emitir um plano e procedimento de inspeção detalhado antes da execução da inspeção para aprovação da Petrobras.

A contratada deve emitir um relatório de inspeção contendo pelo menos, mas não se restringindo a, uma descrição detalhada e imagens da condição da plataforma com foco na rastreabilidade da inspeção.

#### 5.11. SUCATAS SUBMARINAS

A CONTRATADA deve remover todos os resíduos submarinos localizados ao redor da área de plataformas do campo de [REDACTED] e descritos no ANEXO [REDACTED] e item 3.4.

O levantamento deve ser realizado em uma malha com área de [REDACTED] m x [REDACTED] m, formando um quadrilátero com vértices nas coordenadas [REDACTED].

Como referência, o ANEXO [REDACTED] apresenta os resultados anteriores de inspeções submarinas ao redor das plataformas. Qualquer sucata submarina adicional (não indicada no ANEXO [REDACTED]) identificada durante a pesquisa mencionada acima deve ser removida pela CONTRATADA.

## **6. NAVEGAÇÃO**

Esta seção descreve as operações marítimas necessárias para todas as rotas de navegação do campo de [REDACTED].

A CONTRATADA deverá emitir um plano de navegação de suas principais embarcações, do ponto de partida até o porto brasileiro selecionado para proceder ao desembarço aduaneiro, Controle do Estado do Porto e inspeções de SMS. E do porto brasileiro de chegada ao campo de Petróleo de destino. Todas as rotas de transporte de sucata também devem ser informadas.

Os navios de bandeira brasileira não exigem desembarço aduaneiro, mas devem cumprir todas as regras do Controle do Estado de Bandeira.

### **6.1. ROTA DE NAVEGAÇÃO E PORTO DE ABRIGO**

A CONTRATADA deverá apresentar, para todas as embarcações envolvidas na operação, um plano indicando no mínimo a rota (principais pontos de referência), o porto abrigado apropriado, em caso de condições climáticas adversas e E.T.A (Hora Estimada de Chegada).

### **6.2. COMUNICAÇÃO**

A CONTRATADA deverá apresentar um relatório diário informando todas as informações relevantes sobre a navegação, como:

- Coordenadas geográficas dos navios;
- Condições ambientais;
- Distância até o ponto de chegada;
- Curso atual;
- Distância percorrida;
- E.T.A.;
- Velocidade média;
- Velocidade máxima;
- Observações gerais.

### **6.3. POSICIONAMENTO NA ÁREA DE INSTALAÇÃO**

Ao chegar ao Campo de [REDACTED], as embarcações deverão realizar testes padrão em seus sistemas de navegação e posicionamento, a fim de garantir uma operação segura e precisa. A embarcação principal deverá se aproximar da plataforma de [REDACTED] e manter a posição para iniciar as tarefas básicas de descomissionamento com base no Plano de Posicionamento previamente aprovado pela PETROBRAS.

No caso de mais de uma opção de posicionamento, a CONTRATADA, em acordo com o representante da PETROBRAS, poderá decidir sobre o posicionamento mais seguro levando em consideração as condições ambientais no dia da operação

Se por qualquer motivo a embarcação principal tiver que abandonar sua localização durante o descomissionamento, todas as estruturas remanescentes deverão manter as luzes de navegação acesas durante o período de ausência da embarcação de acordo com a regra náutica brasileira NORMAM-17.

### 6.3.1. NAUFRÁGIOS

Não há naufrágios mapeados nas imediações (raio de 500m) da plataforma [REDACTED].

### 6.3.2. ATIVIDADES MILITARES

No routine military activities are known to occur in the vicinity of [REDACTED].  
Nenhuma atividade militar de rotina é conhecida nas proximidades de [REDACTED].

### 6.3.3. CABOS SUBMARINOS

Não há conhecimento de telecomunicações submarinas ou cabos de alimentação nas proximidades de [REDACTED].

## 7. ATIVIDADES DE DESCOMISSONAMENTO

Antes de iniciar as atividades, a CONTRATADA deve garantir que todas as medidas de segurança foram tomadas e todas as análises e medidas de mitigação foram realizadas.

O método de remoção deve estar de acordo com os critérios do órgão ambiental brasileiro.

O método e a sequência de atividades, planejadas para realizar o descomissionamento da plataforma, são de responsabilidade da CONTRATADA e serão emitidos para aprovação da PETROBRAS.

A PETROBRAS fornecerá todas as informações disponíveis sobre a estrutura da plataforma que será removida.

### 7.1. TOPSIDE

Descrição do Toppides: A Estrutura do Topside da Plataforma [REDACTED] compreende [REDACTED] níveis e pesa [REDACTED] toneladas. O nível inferior é o convés com processo, equipamentos de pressão hidráulica e poços. O convés principal de [REDACTED] m x [REDACTED] m suporta as instalações da sala de controle, geração e acomodação temporária com um guindaste de pedestal e o sistema de dispersão de gás. O convés principal está [REDACTED] m acima do nível do mar. Um heliponto está localizado no nível superior.

O TOPSIDE da plataforma [REDACTED] deve ser completamente removido e devolvido à costa para reutilização, reciclagem ou descarte.

A CONTRATADA deve descrever os métodos que serão usados para o descomissionamento do TOPSIDE.

Figuras [REDACTED] e [REDACTED], ilustram a visão geral do topside.



Figura [REDACTED] - Figura do TOPSIDE

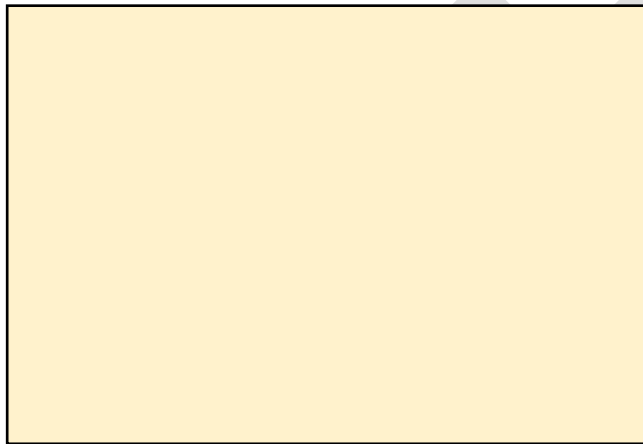


Figura [REDACTED] - Diagrama do TOPSIDE

## 7.2. JAQUETA

A jaqueta da plataforma [REDACTED] deve ser completamente removida e devolvida à costa para reutilização, reciclagem ou descarte. Todos os elementos serão removidos, incluindo a fundação ao nível do fundo do mar original. O gabarito de perfuração e as estacas, também serão removidos à 3,0 m abaixo do fundo do mar.

O método de remoção deve estar de acordo com os critérios do órgão ambiental brasileiro.

Figura [REDACTED], ilustra a visão geral da jaqueta.



Figura [REDACTED] - Figura da jaqueta



Figura [REDACTED] - Diagrama da jaqueta

### 7.3. RISERS

A plataforma possui [REDACTED] risers de produção (oleodutos e gasodutos) para importação do Campo de [REDACTED] e exportação para a Estação [REDACTED], no litoral. A limpeza e a inertização dos risers devem ser confirmadas antes de qualquer operação de corte. A Tabela [REDACTED], item 3.3 lista os risers que fazem parte do programa de descomissionamento.

Risers de aço devem ser cortados no nível do fundo do mar após a curvatura do tubo na seção horizontal dos oleodutos. Risers e umbilicais flexíveis devem ser desconectados dos suportes, suas extremidades devem ser fechadas com um flange cego com um olhal e podem / devem ser colocados no fundo do mar para levantamento futuro após a jaqueta da plataforma de [REDACTED] ser removida do local. Risers e umbilicais que permanecerem no fundo do mar não são escopo deste contrato.



Figura [REDACTED] - Risers de [REDACTED]



Figura [REDACTED] - Diagrama do oleoduto da plataforma [REDACTED]

#### 7.4. SUMP E CASING

A plataforma tem [REDACTED] Sump (24 ") e [REDACTED] Casings (20") conectadas a ela. O Sump é conectado ao Jacket nas elevações de [REDACTED] m e [REDACTED] m, conforme indicado na Figura [REDACTED].



Figura [REDACTED] - Sump a ser removido





Figura [REDACTED] - Casing da bomba de água

## 8. TRANSPORTE E DISPOSIÇÃO FINAL

Antes de sair do local, todo o material retirado deve ser preparado para navegação na balsa de serviço.

Atenção especial à avaliação de segurança. As atividades de peação requerem a presença de pessoal nas balsas de serviço. O pessoal estaria exposto à queda de objetos em potencial.

### 8.1. MATERIAL EM GERAL

O transporte de estruturas, equipamentos e quaisquer outros materiais da área do campo de [REDACTED] deve ser realizado pela CONTRATADA para uma área específica definida por ele. As estruturas do TOPSIDE e JAQUETA devem ser desmontadas e destinadas à sucata em local definido pela CONTRATADA. A CONTRATADA deverá fornecer certificado emitido por terceira parte atestando que todo o material foi descartado de acordo com as normas e regulamentos ambientais pertinentes.

A CONTRATADA é a única responsável por obter todas as licenças e autorizações ambientais necessárias dos órgãos governamentais brasileiros competentes para o transporte e disposição final de estruturas, equipamentos e outros materiais a serem removidos do campo de [REDACTED].

### 8.2. MATERIAL IDENTIFICADO COMO NORM

Todo material identificado como NORM (ANEXO [REDACTED]) deverá ser transportado pela CONTRATADA para área específica, que será posteriormente definida pela PETROBRAS. O transporte desses materiais deve obedecer à Referência [14], em termos de unitização, identificação, classificação, rotulagem, documentação e requisitos regulatórios para empresas transportadoras.

A CONTRATADA é a única responsável por obter todas as licenças e autorizações ambientais necessárias dos órgãos governamentais brasileiros competentes para o transporte desses materiais identificados como NORM. A destinação final deste material é de responsabilidade da PETROBRAS.

### 8.3. INCRUSTAÇÃO MARINHA

As estruturas devem ser removidas com toda incrustação marinha existente, e sua remoção e gerenciamento deve ser feito após o descarregamento da estrutura em terra, e deve estar em conformidade com a legislação exigida para uma disposição final ambientalmente adequada dos rejeitos.

## 9. PÓS DESCOMISSONAMENTO

### 9.1. LIMPEZA DE DETRITOS E VERIFICAÇÃO PÓS-DESCOMISSONAMENTO

Após o descomissionamento, a CONTRATADA deve remover todos os detritos subaquáticos localizados ao redor da área da plataforma do campo de [REDACTED] para descarte em terra. Um levantamento de um raio mínimo de 100 m do centro da base da plataforma deve ser considerado para limpeza.

O içamento de detritos em terra deve estar sob a mesma orientação de engenharia e segurança exigida no Item 4.6 e 5.1 em relação aos trabalhos em terra, peso e dimensões de detritos.

A CONTRATADA deverá emitir um relatório da inspeção do fundo do mar para atestar a remoção completa de detritos na área especificada acima.

### 9.2. RELATÓRIO FINAL DO DESCOMISSONAMENTO

A CONTRATADA deve emitir um relatório de descomissionamento final, incluindo pelo menos, mas não se restringindo aos seguintes documentos:

- Foto e documentação em vídeo de todas as etapas de descomissionamento (içamento, peação, descarregamento de detritos).
- Relatório de atividade submarina: fotos, vídeos e relatório do mergulhador.
- Disposição dos detritos em terra e de documentação.
- Relatório de inspeção do fundo do mar, conforme item 9.1

O relatório também deve conter as informações exigidas de acordo com o documento de referência "Resolução ANP nº 817/2020" [28].



ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA

Nº

ET-XXXX.XX-1310-969-P4X-001

REV.:

0

ÁREA:

PLATAFORMA DO CAMPO DE [REDACTED]

FOLHA:

27 / 29

TÍTULO:

DESCOMISSONAMENTO DA PLATAFORMA DO CAMPO  
DE [REDACTED]

INTERNO

ESUP

## ANEXO I – SUCATAS SUBMARINAS

RASCUNHO



ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA

Nº

ET-XXXX.XX-1310-969-P4X-001

REV.:

0

ÁREA:

PLATAFORMA DO CAMPO DE [REDACTED]

FOLHA:

28 / 29

TÍTULO:

DESCOMISSONAMENTO DA PLATAFORMA DO CAMPO  
DE [REDACTED]

INTERNO

ESUP

## ANEXO II – LISTA DOS MATERIAIS E EQUIPAMENTOS DA PLATAFORMA

RASCUNHO



ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA

Nº

ET-XXXX.XX-1310-969-P4X-001

REV.:

0

ÁREA:

PLATAFORMA DO CAMPO DE [REDACTED]

FOLHA:

29 / 29

TÍTULO:

DESCOMISSONAMENTO DA PLATAFORMA DO CAMPO  
DE [REDACTED]

INTERNO

ESUP

### ANEXO III – INFORMAÇÕES DE SOLO

RASCUNHO