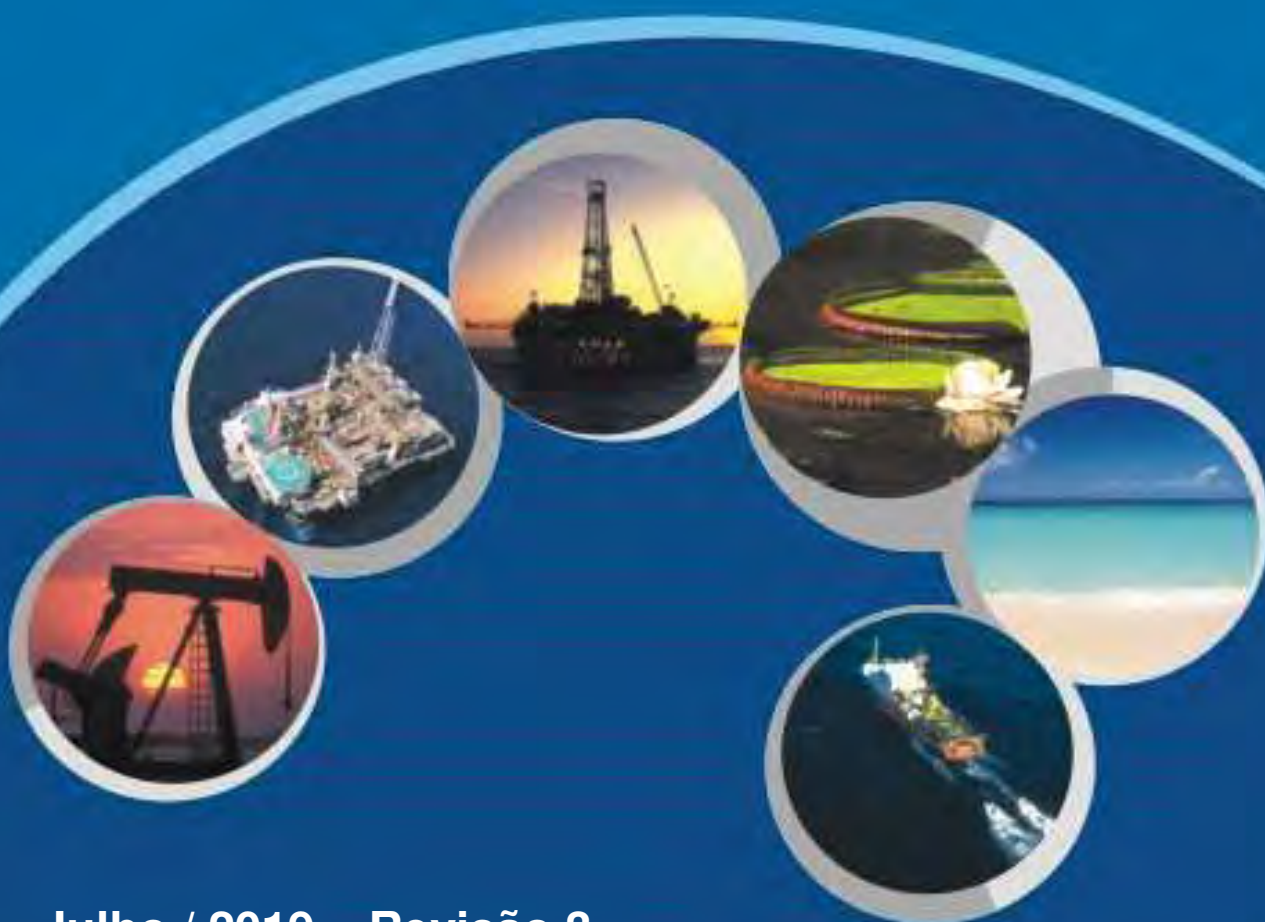


**Sistema de Produção e Escoamento
de Petróleo do Campo de Piranema
Bacia Sergipe-Alagoas**

**Programa de Desativação de Instalações do
Campo de Piranema**



Julho / 2019 – Revisão 3

E&P



PETROBRAS

SUMÁRIO

1. REFERÊNCIA	5
2. OBJETIVO, PÚBLICO-ALVO E FASES DE EXECUÇÃO DO PROJETO	5
2.1 Objetivo Geral do Projeto	6
2.2 Objetivos Específicos do Projeto	6
2.3 Público Alvo do Projeto	7
2.4 Fases de Execução do Projeto	7
2.5 Política Corporativa de SMS da Petrobras	8
3. DESCRIÇÃO DO CAMPO DE PIRANEMA	9
3.1 Justificativa para o Descomissionamento	11
4. INVENTÁRIO DAS INSTALAÇÕES A SEREM DESCOMISSIONADAS	11
4.1 Poços	11
4.2 Equipamentos Submarinos	14
4.3 Linhas Submarinas (Dutos e Umbilicais)	14
4.4 Sistema de Ancoragem do FPSO Piranema	17
4.5 FPSO Piranema	17
5. INFORMAÇÕES AMBIENTAIS	18
5.1 Caracterização dos Meios Físico e Biótico	19
5.2 Presença de Coral-Sol nas Instalações de Produção	19
6. REJEITOS RADIOATIVOS	20
7. FASES DE DESCOMISSIONAMENTO	21
7.1 Fase 1: Fechamento dos Poços e Parada de Produção da Plataforma	21
7.2 Fase 2: Limpeza das Linhas e Equipamentos Submarinos	21
7.3 Fase 3: Desconexão das Linhas Submarinas nas ANMs	24
7.4 Fase 4: Pull Out e Abandono Temporário dos Risers	26
7.4.1 Caracterização Ambiental nas Rotas de Abandono dos Risers	27
7.4.2 Manejo do Coral-Sol Durante as Operações de Pull Out dos Risers	28
7.5 Fase 5: Despressurização, Drenagem, Limpeza e Inertização de Equipamentos e Tubulações da Planta de Processamento de Óleo e Gás da Plataforma	29
7.5.1 Despressurização	29
7.5.2 Drenagem	29
7.5.3 Limpeza	30
7.5.4 Inertização	30
7.5.5 Sistemas que Permanecerão em Operação	30
7.6 Fase 6: Limpeza dos Tanques de Carga	31
7.7 Fase 7: Remoção e Transporte de Produtos Químicos	32
7.8 Fase 8: Desconexão do Sistema de Ancoragem e Destinação da Plataforma	32

7.8.1 Desancoragem do FPSO Piranema	32
7.8.2 Destinação do FPSO Piranema	33
7.9 Fase 9: Recolhimento e Destinação das Linhas Submarinas	34
7.10 Fase 10: Abandono Permanente dos Poços	37
8. ANÁLISE DE RISCOS E AVALIAÇÃO DE IMPACTOS AMBIENTAIS	38
9. AVALIAÇÃO DE IMPACTOS SOCIOECONÔMICOS	39
10. DESTINAÇÃO DE RESÍDUOS GERADOS	39
10.1 Destinação dos Rejeitos Radioativos	40
10.2 Destinação das Colônias de Coral-Sol	41
11. EMBARCAÇÕES UTILIZADAS NO DESCOMISSIONAMENTO	43
12. PROCEDIMENTOS E ANÁLISES DE RISCOS	44
13. INTER-RELAÇÃO COM PROJETOS CONTINUADOS	45
14. PROJETO DE MONITORAMENTO PÓS-DESCOMISSIONAMENTO	45
15. CRONOGRAMA FÍSICO DO PROJETO	46
16. ACOMPANHAMENTO DA EXECUÇÃO DO PROJETO	47
17. CONCLUSÃO	47
18. RESPONSABILIDADE INSTITUCIONAL	48
19. REFERÊNCIAS	49
20. RESPONSÁVEIS TÉCNICOS	50

LISTA DE ANEXOS

- Anexo 1** – Mapa de Localização dos Poços Perfurados no Campo de Piranema
- Anexo 2** – Situação das Linhas Submarinas do Sistema de Coleta do FPSO Piranema
- Anexo 3** – Arranjo Submarino Atual do Campo de Piranema
- Anexo 4** – DUM – Descrição da Unidade Marítima – FPSO Piranema Spirit
- Anexo 5** – Caracterização Geológica e Geomorfológica na Área do Campo de Piranema
- Anexo 6** – Relatório de Avaliação Ambiental ao Longo da Rota das Linhas Submarinas
- Anexo 7** – Relatório Técnico de Avaliação Radiométrica (NORM)
- Anexo 8** – Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos – Oceanic HW 525 P
- Anexo 9** – Relatório de Avaliação Ambiental nas Áreas de Abandono Temporário dos *Risers*
- Anexo 10** – Análise de Riscos Ambientais e Avaliação de Impactos Ambientais
- Anexo 11** – Identificação e Avaliação de Impactos Socioeconômicos
- Anexo 12** – Ofícios – Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN)
- Anexo 13** – Relatório de Ensaio – Bioincrustação – Classificação de Resíduos: Classe II A
- Anexo 14** – Cadastro Técnico Federal dos Responsáveis Técnicos pelo Projeto
- Anexo 15** – Esclarecimentos aos Órgãos Reguladores

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AHTS – *Anchor Handling Tug Supply*

AJB – Águas Jurisdicionais Brasileiras

ANM – Árvore de Natal Molhada

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

COW – *Crude Oil Wash*

DHSV – *Downhole Safety Valve*

ESDV – *Emergency Shutdown Valve*

FFM – *Free for Man*

FFF – *Free for Fire*

FPSO – *Floating Production Storage and Offloading*

HCR – *High Collapse Resistance*

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

LDA – Lâmina d'Água

MCV – Módulo de Conexão Vertical

NORM – *Naturally Occurring Radioactive Material*

NRS – Nível de Radiação de Superfície

PLEM – *Pipeline End Manifold*

PLET – *Pipeline End Termination*

PLSV – *Pipeline Support Vessel*

PSV – *Platform Supply Vessel*

RIMA – Relatório de Impacto Ambiental

ROV – *Remotely Operated Vehicle*

RSV – *ROV Support Vessel*

SGIP – Segurança Operacional para Integridade de Poços de Petróleo e Gás

SGSO – Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional de Instalações de Produção

SGSS – Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional de Sistemas Submarinos

TDP – *Touchdown Point*

TENORM – *Technologically Enhanced Naturally Occurring Radioactive Materials*

TOG – Teor de Óleos e Graxas

UEH – Umbilical Eletrohidráulico

1. REFERÊNCIA

Esse item apresenta as informações básicas para a identificação do contexto em que está inserido esse Programa de desativação de Instalações.

- Número do Contrato da Concessão - ANP: Piranema – 48.000.003495/97-89;
- Processo IBAMA: 02022.009279/04 – Produção no Campo de Piranema;
- Licença de Operação: LO nº 658/2007 (renovada em 2013 - RLO nº 658/2007);
- Bacia: Sergipe-Alagoas;
- Lâmina d'água: entre 1.000 e 2.100 metros;
- Distância da costa: aproximadamente 20 km da costa de Sergipe;
- Participação da Petrobras: 100%;
- Declaração de comercialidade: 2004;
- Data de início da produção: 2007;
- Término do contrato de concessão: 2031;
- Tipo de descomissionamento: total, visando a devolução da concessão;
- Instalações que fazem parte do Programa de desativação: plataforma, linhas de ancoragem, poços e sistema submarino (dutos, umbilicais e equipamentos);
- Versão do Programa de desativação de Instalações: Revisão 3.

2. OBJETIVO, PÚBLICO-ALVO E FASES DE EXECUÇÃO DO PROJETO

Este documento apresenta não só a nova nomenclatura dada ao “Projeto de Descomissionamento de Instalações FPSO Piranema Spirit”, cuja versão anterior (Revisão 2) foi protocolada em dezembro de 2018, bem como o novo **Anexo 15** com os esclarecimentos solicitados pelos Órgãos Reguladores. Doravante, este documento passa a ser chamado de “Programa de Desativação das Instalações do Campo de Piranema”. São apresentadas, de modo geral, as seguintes informações sobre esse projeto: inventário das instalações a serem descomissionadas, caracterização geológica e geomorfológica da região, avaliação ambiental, alternativas de descomissionamento empregadas, destinações das instalações, análise de

riscos ambientais e avaliação de impactos ambientais, avaliação de impactos socioeconômicos e cronograma do descomissionamento.

Esse programa de desativação considera as particularidades das instalações de produção a serem descomissionadas, as tecnologias disponíveis e as legislações pertinentes ao tema. Adicionalmente, foram considerados os aspectos de segurança, ambientais, sociais e econômicos. Para sua implementação, serão seguidas as diretrizes contidas nesse documento, bem como nos projetos detalhados de engenharia e procedimentos técnicos que serão elaborados previamente à execução das operações.

Ressalta-se que as premissas de projeto adotadas estão baseadas nos princípios de prevenção de riscos operacionais, de riscos e efeitos potenciais sobre o meio ambiente, na reutilização ou reciclagem das instalações e equipamentos (quando técnica e economicamente viáveis) e na destinação final adequada dos materiais inservíveis e dos resíduos.

2.1 Objetivo Geral do Projeto

Esse projeto tem por objetivo a execução das diversas atividades necessárias ao descomissionamento das instalações de produção no Campo de Piranema (plataforma, linhas de ancoragem, sistema submarino de coleta e abandono dos poços), buscando minimizar os riscos de poluição e quaisquer impactos ao meio ambiente, assim como destinar adequadamente os equipamentos, dutos, efluentes, resíduos sólidos e produtos químicos resultantes das operações de descomissionamento.

2.2 Objetivos Específicos do Projeto

Para atingir o objetivo geral descrito no item 2.1, os seguintes objetivos específicos foram estabelecidos para esse projeto:

- Definir e executar a destinação do FPSO Piranema;
- Definir e executar a destinação dos componentes do sistema de ancoragem do FPSO;
- Definir e executar a destinação das linhas submarinas (dutos e umbilicais) que compõem o sistema de coleta interligado ao FPSO Piranema;
- Realizar o abandono permanente dos poços no Campo de Piranema;
- Implementar as medidas para atender o cronograma físico do projeto, realizando o acompanhamento e avaliação periódica do projeto por meio de indicadores;
- Executar o Projeto de Monitoramento Pós-Descomissionamento do Campo de Piranema.

2.3 Público Alvo do Projeto

O público-alvo do Programa de desativação do Campo de Piranema¹ compreende:

- A força de trabalho da PETROBRAS, incluindo os empregados próprios e contratados, bem como de empresas contratadas envolvidas com o planejamento e a execução das atividades de descomissionamento;
- O IBAMA e a ANP, responsáveis pela regulação e fiscalização das atividades associadas à produção de petróleo;
- A Marinha do Brasil, responsável pela fiscalização das condições de segurança de navegação e salvatagem da plataforma e demais embarcações;
- As comunidades da área de influência do empreendimento do FPSO Piranema.

2.4 Fases de Execução do Projeto

A seguir estão listadas as principais fases do Programa de desativação do Campo de Piranema, as quais serão detalhadas ao longo do documento:

- **Fase 1:** Fechamento dos poços e parada de produção da plataforma;
- **Fase 2:** Limpeza das linhas e equipamentos submarinos;
- **Fase 3:** Desconexão das linhas submarinas nas Árvores de Natal Molhadas (ANM);
- **Fase 4:** *Pull out* e abandono temporário dos *risers*;
- **Fase 5:** Despressurização, drenagem, limpeza e inertização de equipamentos e tubulações da planta de processamento de óleo e gás da plataforma;
- **Fase 6:** Limpeza dos tanques de carga da plataforma;
- **Fase 7:** Remoção e transporte de produtos químicos da plataforma;
- **Fase 8:** Desconexão do sistema de ancoragem e destinação da plataforma;
- **Fase 9:** Recolhimento e destinação das linhas submarinas;
- **Fase 10:** Abandono permanente dos poços.

¹ “Programa de desativação das Instalações do Campo de Piranema” e “Projeto de Descomissionamento das Instalações do FPSO Piranema Spirit”, ou qualquer outra expressão similar, são usados como sinônimos nesse documento.

2.5 Política Corporativa de SMS da Petrobras

A gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS) da Petrobras possui uma política corporativa que consolida as melhores práticas, trabalhando para o aprimoramento contínuo dos processos. Neste contexto, o Programa de desativação do Campo de Piranema está fundamentado nas diretrizes de SMS da Companhia, dentre as quais se destacam:

- Conformidade legal: as atividades da empresa devem estar em conformidade com a legislação vigente nas áreas de segurança, meio ambiente e saúde;
- Avaliação e gestão de riscos: riscos inerentes às atividades da empresa devem ser identificados, avaliados e gerenciados, de modo a evitar a ocorrência de incidentes e/ou assegurar a minimização de seus efeitos;
- Operação e manutenção: as operações da empresa devem ser executadas de acordo com procedimentos estabelecidos e utilizando instalações e equipamentos adequados, inspecionados e em condições de assegurar o atendimento às exigências de segurança, meio ambiente e saúde;
- Gestão de mudanças: mudanças, temporárias ou permanentes, devem ser avaliadas visando a eliminação e/ou minimização de riscos decorrentes de sua implantação;
- Contingência: as situações de emergência devem estar previstas e serem enfrentadas com rapidez e eficácia visando a máxima redução de seus efeitos;
- Relacionamento com as comunidades: a empresa deve zelar pela segurança das comunidades onde atua, bem como mantê-las informadas sobre impactos e/ou riscos eventualmente decorrentes de suas atividades;
- Processo de melhoria contínua: a melhoria contínua do desempenho em segurança, meio ambiente e saúde deve ser promovida em todos os níveis da empresa, de modo a assegurar seu avanço nessas áreas.

3. DESCRIÇÃO DO CAMPO DE PIRANEMA

O Campo de Piranema está localizado a aproximadamente 20 km da costa sergipana, em lâmina d'água (LDA) variando de 1.000 a 2.100 m, na Bacia de Sergipe-Alagoas (Figura 1).

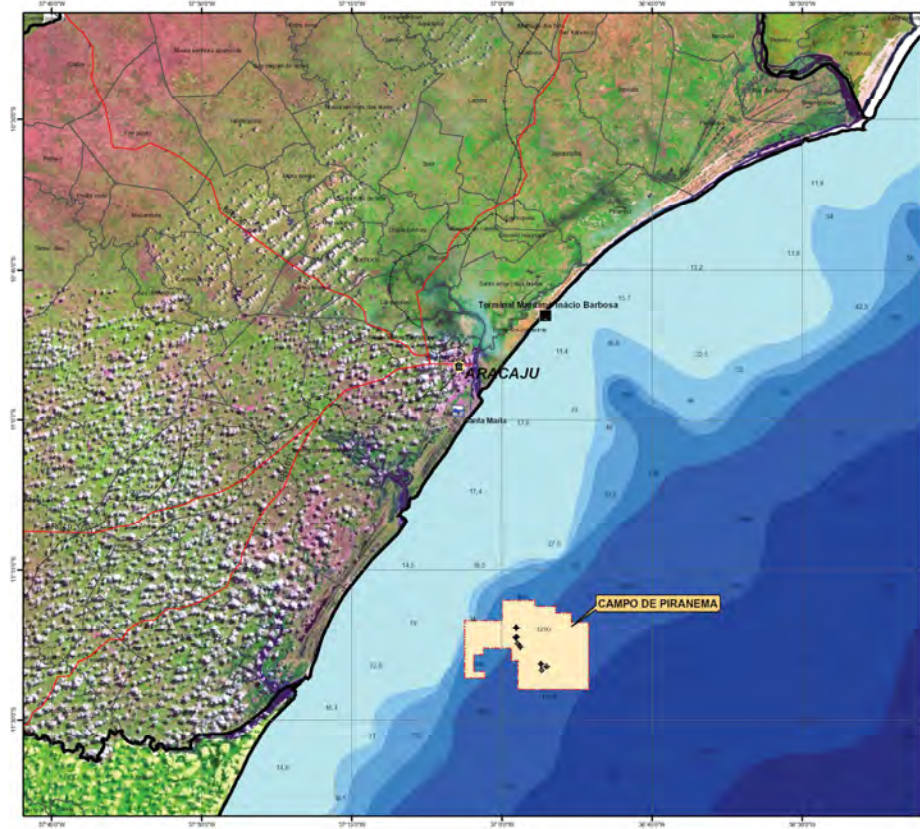


Figura 1: Mapa indicando a localização do Campo de Piranema (PETROBRAS, 2005).

A descoberta do campo ocorreu em julho de 2001, por meio do poço pioneiro 1-SES-142. Nos anos seguintes foram perfurados outros poços e realizada nova campanha sísmica, que culminou com a declaração de comercialidade em 2004.

A produção de petróleo no campo começou em outubro de 2007, a partir do início da operação do FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) Piranema Spirit, única unidade de produção a operar no Campo de Piranema. Posteriormente, entre 2010 e 2013, ocorreu o desenvolvimento complementar do campo.

Atualmente, o campo possui 11 poços (associados a esse programa de desativação), sendo que nove estão interligados diretamente (poços satélites) ao FPSO Piranema (cinco produtores de óleo e quatro injetores de gás) e dois encontram-se desconectados (um produtor

e um injetor de gás). Para esses dois últimos poços, não há linhas submarinas associadas, uma vez que as mesmas já foram recolhidas (para reutilização no próprio sistema de produção do FPSO Piranema), permanecendo somente as ANMs.

A exportação da produção de óleo do Campo de Piranema é realizada através de *offloading* por navios aliviadores, que se conectam diretamente ao FPSO Piranema. Não há gasoduto de exportação e, portanto, o gás excedente é injetado por meio dos poços injetores.

A **Figura 2** apresenta o diagrama unifilar do Campo de Piranema.

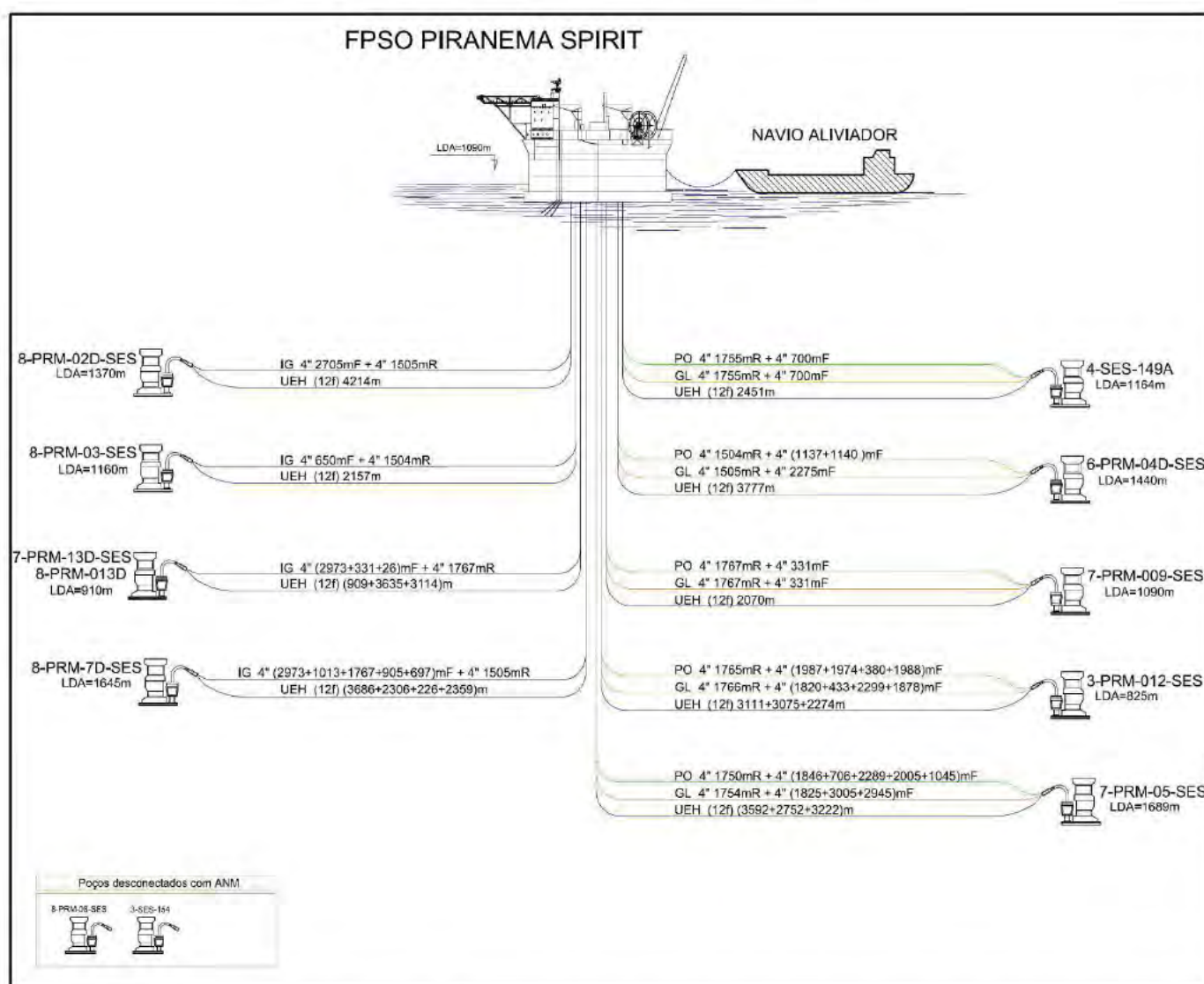


Figura 2: Diagrama unifilar do Campo de Piranema mostrando os 11 poços que integram o Programa de desativação do Campo de Piranema. Os poços produtores estão localizados à direita e os injetores de gás à esquerda. Os dois poços desconectados do FPSO Piranema, porém equipados com ANM, estão indicados no canto esquerdo inferior (PO – Linha de Produção, GL – Linha de Gas-Lift / Serviço, IG – Injeção de Gás, UEH – Umbilical Eletrohidráulico, mF – metro de Flowline e mR – metro de Riser).

3.1 Justificativa para o Descomissionamento

O descomissionamento das instalações de produção no Campo de Piranema se justifica pela constatação de que o fluxo de caixa da concessão se tornou negativo a partir de fevereiro de 2016. O Relatório de Impacto Ambiental – RIMA, elaborado na época do processo de licenciamento ambiental, já indicava que o descomissionamento do Campo de Piranema ocorreria em 2017.

Ao longo de 2016, a Petrobras avaliou alternativas para o Campo de Piranema (ex.: implantação de projeto de aproveitamento de gás e perfuração de poço na concessão de Piranema Sul), mas nenhuma se mostrou capaz de reverter a situação econômica da concessão e, portanto, não foram consideradas atrativas para a Petrobras.

4. INVENTÁRIO DAS INSTALAÇÕES A SEREM DESCOMISSIONADAS

Os itens 4.1 a 4.5 descrevem de forma resumida as instalações de produção (poços, sistema submarino, sistema de ancoragem e plataforma) a serem descomissionadas.

4.1 Poços

Há um total de 21 poços na concessão de Piranema, dos quais:

- Onze fazem parte deste programa de desativação e serão abandonados permanentemente;
- Dez já foram abandonados permanentemente.

O poço 8-PRM-10-SES teve sua locação aprovada, porém não chegou a ser perfurado.

A **Tabela 1** contém a relação e indicação da situação desses 22 poços, cujas localizações dos 21 poços perfurados são apresentadas no **Anexo 1**.

Dos 11 poços que fazem parte desse programa de desativação, dois já estão desconectados do FPSO Piranema (desde 2014) e se encontram, portanto, em abandono temporário (3-SES-154 e 8-PRM-08-SES²). Os outros nove poços ainda estão em operação: cinco produtores (4-SES-149A, 6-PRM-04D-SES, 7-PRM-09-SES, 3-PRM-12-SES e 7-PRM-

² O abandono temporário desses poços foi realizado de acordo com a licença LPPER nº 068/2006.

05-SES) e quatro injetores de gás (8-PRM-02D-SES, 8-PRM-03-SES, 7-PRM-13D-SES e 8-PRM-07D-SES).

A condição atual desses 11 poços, quanto à presença de ANM e interligação de linhas submarinas (dutos e umbilicais), é apresentada na **Tabela 2**, enquanto a **Tabela 3** indica suas coordenadas (UTM, MC = 39°W, Datum = SIRGAS2000) e LDA.

Tabela 1: Relação de todos os poços no Campo de Piranema.

	POÇO	SITUAÇÃO ATUAL
1	8-PRM-02D-SES	INJETANDO
2	8-PRM-03-SES	INJETANDO
3	8-PRM-07D-SES	INJETANDO
4	7-PRM-13D-SES	INJETANDO
5	6-PRM-04D-SES	PRODUZINDO
6	7-PRM-05-SES	PRODUZINDO
7	7-PRM-09-SES	PRODUZINDO
8	3-PRM-12-SES	PRODUZINDO
9	4-SES-149A	PRODUZINDO
10	3-SES-154	ABANDONADO TEMPORARIAMENTE SEM MONITORAMENTO
11	8-PRM-08-SES	ABANDONADO TEMPORARIAMENTE SEM MONITORAMENTO
12	8-PRM-01D-SES	ABANDONADO PERMANENTEMENTE
13	1-SES-106-SE	ABANDONADO PERMANENTEMENTE
14	1-SES-142	ABANDONADO PERMANENTEMENTE
15	3-SES-143	ABANDONADO PERMANENTEMENTE
16	3-SES-143A	ABANDONADO PERMANENTEMENTE
17	1-SES-147	ABANDONADO PERMANENTEMENTE
18	4-SES-149	ABANDONADO PERMANENTEMENTE
19	4-SES-150	ABANDONADO PERMANENTEMENTE
20	4-SES-151	ABANDONADO PERMANENTEMENTE
21	3-SES-155	ABANDONADO PERMANENTEMENTE
22	8-PRM-10-SES	LOCAÇÃO APROVADA (POÇO NÃO FOI PERFURADO)

Tabela 2: Relação dos 11 poços que integram o Programa de desativação do Campo de Piranema.

POÇO	SITUAÇÃO DE INTERLIGAÇÃO	EQUIPADO COM	
		ANM	LINHAS SUBMARINAS
4-SES-149A	Conectado ao FPSO – Em Operação	Sim	Sim
3-SES-154	Desconectado do FPSO	Sim	Não
8-PRM-02D-SES	Conectado ao FPSO – Em Operação	Sim	Sim
8-PRM-03-SES	Conectado ao FPSO – Em Operação	Sim	Sim
6-PRM-04D-SES	Conectado ao FPSO – Em Operação	Sim	Sim
7-PRM-05-SES	Conectado ao FPSO – Em Operação	Sim	Sim
8-PRM-07D-SES	Conectado ao FPSO – Em Operação	Sim	Sim
8-PRM-08-SES	Desconectado do FPSO	Sim	Não
7-PRM-09-SES	Conectado ao FPSO – Em Operação	Sim	Sim
3-PRM-12-SES	Conectado ao FPSO – Em Operação	Sim	Sim
7-PRM-13-SES	Conectado ao FPSO – Em Operação	Sim	Sim

Tabela 3: Coordenadas (DATUM SIRGAS2000, MC: 39º) e LDA dos poços que integram o Programa de desativação do Campo de Piranema.

POÇO	LDA [m]	COORDENADAS	
		NORTE	LESTE
4-SES-149A	1164	8.743.018	720.900
3-SES-154	1341	8.741.326	721.685
8-PRM-02D-SES	1370	8.745.365	720.905
8-PRM-03-SES	1160	8.743.273	720.407
6-PRM-04D-SES	1440	8.744.651	721.261
7-PRM-05-SES	1689	8.737.754	725.806
8-PRM-07D-SES	1645	8.738.030	725.152
8-PRM-08-SES	1250	8.741.968	721.442
7-PRM-09-SES	1090	8.742.568	720.721
3-PRM-12-SES	825	8.748.321	721.316
7-PRM-13-SES	910	8.748.004	722.011

4.2 Equipamentos Submarinos

Conforme indicado na **Tabela 2**, todos os 11 poços que fazem parte do escopo do Programa de desativação do Campo de Piranema estão equipados com ANM.

Não há outros equipamentos submarinos (ex.: *manifold*, PLET - *Pipeline End Termination*, PLEM - *Pipeline End Manifold*, *manifold*, ESDV - *Emergency Shutdown Valve*, etc.) no Campo de Piranema.

4.3 Linhas Submarinas (Dutos e Umbilicais)

O sistema de coleta interligado ao FPSO Piranema é constituído pelas seguintes linhas flexíveis, todas compostas por trechos *riser* (trecho suspenso/dinâmico) e *flowline* (trecho de fundo/estático – apoiado no leito marinho):

- **Poços Produtores (3 linhas):**

- Linha de produção: duto flexível (diâmetro interno: 4") responsável pelo escoamento da produção dos poços;
- Linha de serviço: duto flexível (diâmetro interno: 4") usado, dentre outras funções, para limpeza das linhas de produção através da circulação de fluidos e passagem de *pig*;
- Umbilical eletrohidráulico (UEH): permite a atuação das válvulas da ANM, injeção de produtos químicos e leitura dos sinais de pressão e temperatura provenientes dos sensores instalados nos poços.

- **Poços Injetores (2 linhas):**

- Linha de injeção de gás: duto flexível (diâmetro interno: 4") usado para escoar o gás injetado nos poços;
- Umbilical eletrohidráulico (UEH): da mesma forma que nos poços produtores, permite a atuação das válvulas da ANM, injeção de produtos químicos e leitura dos sinais de pressão e temperatura provenientes dos sensores instalados nos poços.

A **Tabela 4** apresenta o comprimento das linhas flexíveis (dutos flexíveis e umbilicais) do sistema de coleta interligado ao FPSO Piranema e a **Tabela 5** contém o comprimento total por tipologia.

Detalhes sobre a identificação (nome/código) das linhas, incluindo origem e destino, são apresentados no **Anexo 2**. O arranjo submarino do Campo de Piranema, representando as rotas atuais das linhas submarinas, é mostrado no **Anexo 3**.

Tabela 4: Comprimentos dos dutos flexíveis e umbilicais do sistema de coleta do FPSO Piranema.

Poço	Duto Flexível de Produção – 4" [m]	Duto Flexível de Serviço – 4" [m]	Umbilical [m]	Duto Flexível de Injeção - 4" [m]
4-SES-149A	2.455	2.455	2.451	---
6-PRM-4D-SES	3.781	3.780	3.777	---
7-PRM-5-SES	9.641	9.529	9.566	---
7-PRM-9-SES	2.098	2.098	2.070	---
3-PRM-12-SES	8.094	8.196	8.460	---
8-PRM-2D-SES	---	---	4.214	4.210
8-PRM-3-SES	---	---	2.157	2.154
7-PRM-13-SES	---	---	7.658	7.698
8-PRM-7D-SES	---	---	8.577	8.860

Tabela 5: Comprimentos das linhas flexíveis (por tipologia) do sistema de coleta do FPSO Piranema.

Tipologia	Comprimento [m]
Linhas de Produção de Óleo	26.069
Linhas de Serviço	26.058
Linhas de Injeção de Gás	22.922
Umbilical Eletrohidráulico	48.930
Comprimento Total de Linhas Flexíveis	123.979

Seguem informações complementares sobre as linhas flexíveis do sistema de coleta do FPSO Piranema:

- Os umbilicais são compostos por um conjunto de:
 - Nove mangueiras termoplásticas de 3/8", cuja função é a transmissão de pressão hidráulica (fluido hidráulico de controle) para acionamento das válvulas da ANM e DHSV (*Downhole Safety Valve*);

- Três mangueiras HCR (*High Collapse Resistance*) de 1/2", as quais possibilitam a injeção de produtos químicos na ANM;
- Três pares de cabos elétricos (2,5 mm² de seção), os quais permitem a leitura dos sinais de pressão e temperatura provenientes dos sensores na ANM e no interior do poço.
- Há 23 *risers* interligando os nove poços (cinco de produção e quatro de injeção) à plataforma, sendo que todos possuem configuração em catenária livre (sem flutuadores). Esses 23 *risers* somados possuem aproximadamente 50 km, ou seja, correspondem a cerca de 40% do comprimento total das linhas do sistema de coleta do FPSO Piranema³.
- As linhas flexíveis estão ancoradas ao solo marinho por meio de estacas do tipo torpedo (28 unidades). A conexão entre as linhas e as estacas é feita por meio de amarras.
- As linhas flexíveis possuem elementos de estabilização (ex.: “cachos de amarras”).
- Por ser um sistema submarino relativamente simples (poucos poços) e instalado recentemente, há poucos cruzamentos entre as linhas flexíveis.
- Há alguns trechos de linhas que se encontram soterrados (totalmente ou parcialmente), decorrente da dinâmica natural de sedimentos de fundo, totalizando 1.250 m (considerando as 23 linhas do sistema de coleta). Pelo fato de as linhas terem sido instaladas recentemente (a partir de 2007) e os trechos soterrados serem relativamente curtos, espera-se que a profundidade de soterramento seja muito pequena (suficiente apenas para encobrir as linhas com sedimento).
- A massa total estimada das 23 linhas (trechos *riser* e *flowline*) é de aproximadamente 5.816 t, sendo que 4.281 t é de material metálico e 1.535 t de polímeros.

Destaca-se que o sistema de produção de Piranema não possui dutos de exportação (oleoduto ou gasoduto), uma vez que o escoamento da produção de óleo é realizado através de *offloading* por navios aliviadores e o gás excedente é injetado por meio dos quatro poços injetores. Adicionalmente, não há dutos rígidos submarinos nesse sistema de produção (100% das linhas são flexíveis).

³ Para soma do comprimento total dos 23 *risers* foram considerados os trechos de linhas submarinas (dutos e umbilicais) entre o FPSO Piranema e a primeira conexão com outro tramo. Alguns umbilicais são constituídos por um único tramo interligando o FPSO à ANM (ver **Figura 2**).

4.4 Sistema de Ancoragem do FPSO Piranema

O FPSO Piranema está ancorado em LDA de 1.090 m, por meio de um sistema constituído por nove linhas de ancoragem (comprimento médio de 1.750 m) agrupadas em três *clusters*, com espaçamento de 120° entre si.

As linhas de ancoragem estão conectadas na superfície a guinchos, que possuem células de carga para monitoramento da tensão nas linhas, e no fundo a estacas do tipo torpedo (**Figura 3**), sendo compostas pelos seguintes segmentos:

- Segmento superior (amarra de topo): amarra de 76 mm e comprimento médio de 254 m;
- Segmento intermediário: cabo de poliéster de 120 mm e comprimento de 1.200 a 1.340 m;
- Segmento inferior (amarra de fundo): amarra de 76 mm e comprimento médio de 200 m.

As coordenadas e LDA dos torpedos do sistema de ancoragem da plataforma são mostradas na **Tabela 6**.

Figura 3: Foto ilustrativa das estacas torpedo utilizadas no sistema de ancoragem do FPSO Piranema (massa de cada um dos torpedos: 98 toneladas).



Tabela 6: Coordenadas (Datum SIRGAS2000, MC: 39°) e LDA das estacas torpedo do sistema de ancoragem do FPSO Piranema.

Amarra	Torpedo (UTM / LDA)
1	8.743.576N 719.467E / 973 m
2	8.743.574N 719.514E / 976 m
3	8.743.569N 719.552E / 982 m
4	8.741.772N 720.572E / 1.241 m
5	8.741.738N 720.549E / 1.245 m
6	8.741.700N 720.521E / 1.246 m
7	8.741.682N 718.468E / 1.179 m
8	8.741.726N 718.439E / 1.180 m
9	8.741.760N 718.425E / 1.182 m

4.5 FPSO Piranema

As principais informações sobre o FPSO Piranema, mostrado na **Figura 4**, são apresentadas na **Tabela 7**. Informações mais detalhadas sobre os sistemas a bordo da unidade (ex.: sistema de captação e distribuição de água salgada, sistema de ar comprimido, sistema de

tratamento de água oleosa produzida, sistema de geração de gás inerte, sistema de óleo diesel e sistema de tratamento de água e efluentes) são apresentadas no **Anexo 4**, o qual contém a Descrição da Unidade Marítima (DUM) enviada à ANP.



Figura 4: FPSO Piranema.

Tabela 7: Dados do FPSO Piranema.

Tipo:	FPSO <i>Spread Mooring</i>
LDA:	1.090 m
Proprietário:	Piranema Production AS
Exportação de Óleo:	<i>Offloading</i> por Navios Aliviadores
Exportação de Gás:	Inexistente
Coordenadas UTM (SIRGAS2000, MC-39º):	N 8.742.337 m E 719.508 m

5. INFORMAÇÕES AMBIENTAIS

Esse item apresenta uma breve caracterização do ambiente marinho onde estão inseridas as instalações a serem descomissionadas.

5.1 Caracterização dos Meios Físico e Biótico

A caracterização geológica e geomorfológica na área do Campo de Piranema (região próxima à plataforma), a qual é apresentada no **Anexo 5**, aponta que o fundo marinho é constituído por lama (silte e argila), afloramento, lama heterogênea e possíveis carbonatos autigênicos.

O **Anexo 6** contém o “Relatório de Avaliação Ambiental” no qual é apresentada a avaliação, realizada com base em vídeos de inspeção recuperados, da presença/ausência de obstáculos naturais ao longo da rota dos dutos do FPSO Piranema, bem como a caracterização dos obstáculos de acordo com o tipo de substrato e de organismos presentes. A conclusão desse relatório indica que:

- O substrato no entorno dos dutos do FPSO Piranema é composto por sedimento, intercalado por formações de pequeno porte classificadas como feições abrasivas não classificadas ou como possíveis carbonatos autigênicos;
- Não foram observadas colônias de coral pétreo formador de banco, associadas aos obstáculos naturais. Salienta-se que os obstáculos naturais encontrados não foram percorridos em toda sua extensão, pois os vídeos analisados são de cunho operacional e possuem limitação quanto à visada da câmera, que é de aproximadamente 1 m para cada lado do duto. No entanto, pelo que foi avaliado na região, há baixa probabilidade de ocorrência de corais formadores.

5.2 Presença de Coral-Sol nas Instalações de Produção

Durante as inspeções de casco e linhas de ancoragem, realizadas em março de 2017 pela empresa proprietária do FPSO Piranema para atender às exigências de Classe da plataforma, foi identificada a presença de coral-sol (*Tubastraea* spp.), tanto no casco quanto nas linhas de ancoragem (**Figura 5**).

Adicionalmente, também com base em análises de vídeos de inspeções (realizadas entre 2014 e 2017) com ROV (*Remotely Operated Vehicle*) de 12 *risers* conectados ao FPSO, identificou-se a presença de coral-sol em um destes *risers*. Diante dessa situação, e adotando uma premissa conservadora (de precaução), o manejo que será empregado nesse programa de desativação assumirá a presença de colônias de coral-sol em todos os 23 *risers* interligados ao FPSO Piranema.

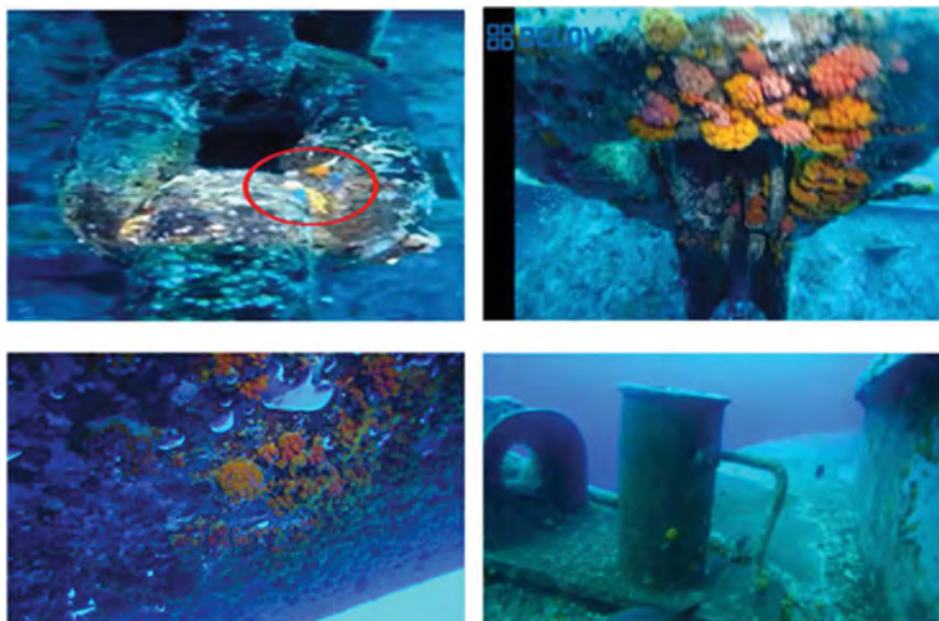


Figura 5: Ocorrência de coral-sol em estruturas do FPSO Piranema.

6. REJEITOS RADIOATIVOS

De 25 a 27.12.2017, uma avaliação radiométrica foi realizada na planta de processamento do FPSO Piranema com o objetivo de verificar a presença de NORM/TENORM⁴. Os maiores registros de NRS (Nível de Radiação de Superfície), acima do limite para “área livre” (0,5 $\mu\text{Sv/h}$ – descontando-se o *background*), foram encontrados nos seguintes equipamentos:

- Tanque de *sludge* da centrífuga: NRS-BG = 3,54 $\mu\text{Sv/h}$
- Tanque de água oleosa do *main deck*: NRS-BG = 1,35 $\mu\text{Sv/h}$
- Tubulação de entrada de água do tanque de *slop* (bombordo): NRS-BG = 0,64 $\mu\text{Sv/h}$

Outra avaliação radiométrica, cujo relatório é apresentado no **Anexo 7**, foi realizada a bordo do FPSO Piranema em 04.04.2018, confirmando registros de NRS acima do limite de “área livre” nos três equipamentos supracitados, obtendo-se os seguintes valores (descontando-se o *background*):

- Tanque de *sludge* da centrífuga: NRS-BG = 2,48 $\mu\text{Sv/h}$
- Tanque de água oleosa do *main deck*: NRS-BG = 1,61 $\mu\text{Sv/h}$
- Tubulação de entrada de água do tanque de *slop* (bombordo): NRS = 1,19 $\mu\text{Sv/h}$

⁴ **NORM:** *Naturally Occurring Radioactive Material*

TENORM: *Technologically Enhanced Naturally Occurring Radioactive Materials*

Além desses equipamentos, também foi identificado nível de radiação acima do limite para “área livre” no tanque de *bilge* do *main deck* (NRS-BG = 0,70 $\mu\text{Sv/h}$).

Portanto, há equipamentos na planta de processamento do FPSO Piranema classificados como “área supervisionada” (entre 0,5 $\mu\text{Sv/h}$ e 7,5 $\mu\text{Sv/h}$).

7. FASES DE DESCOMISSIONAMENTO

Com base no cenário descrito nos itens 3 a 6, o descomissionamento das instalações de produção no Campo de Piranema (plataforma, linhas de ancoragem, sistema submarino e poços) está dividido em 10 fases (visando o planejamento do projeto), as quais são detalhadas a seguir.

7.1 Fase 1: Fechamento dos Poços e Parada de Produção da Plataforma

O fechamento dos nove poços interligados ao FPSO Piranema consistirá na atuação de fechamento das válvulas DHSV, para os poços que possuem essa válvula, e fechamento das válvulas das ANMs. O abandono temporário dos poços seguirá as diretrizes do Regime de Segurança Operacional para Integridade de Poços de Petróleo e Gás (SGIP) – Resolução ANP nº 46/2016.

Com o fechamento dos poços e, conseqüentemente, com a parada da produção, apenas os equipamentos / sistemas essenciais à realização das atividades de descomissionamento, manutenção da habitabilidade e garantia da segurança da plataforma permanecerão operando.

7.2 Fase 2: Limpeza das Linhas e Equipamentos Submarinos

Será realizada a limpeza de 100% dos dutos flexíveis e ANMs interligados ao FPSO Piranema através da circulação de água do mar.

Para os poços produtores, os quais possuem duas linhas interligadas ao FPSO (produção e serviço), a limpeza dos dutos será realizada, resumidamente, da seguinte forma⁵:

⁵ A execução das operações seguirá o procedimento geral aqui apresentado. No entanto, para cada poço será elaborado um procedimento específico, contendo nomes das válvulas da ANM e sequência das manobras para garantir a segurança das operações, assim como o volume de água do mar a ser circulado.

- Despressurizar os dutos flexíveis pelo lado da plataforma;
- Alinhar as válvulas na ANM (comunicação da linha de serviço com a de produção);
- Circular água do mar em regime turbulento, em volume equivalente a cinco vezes o volume do sistema de dutos a ser limpo (duto de serviço mais duto de produção, conforme mostrado na **Figura 6**);
- Aguardar 1 hora e, posteriormente, circular novamente água do mar em volume equivalente a três vezes o volume do sistema de dutos a ser limpo;
- Iniciar a avaliação do TOG (Teor de Óleos e Graxas), utilizando-se o método de espectrometria de absorção molecular (análises realizadas no laboratório da plataforma), e manter o escoamento até o seu enquadramento⁶;
- Fechar as válvulas na ANM.

Caso ocorram dificuldades para se atingir o enquadramento do TOG durante a limpeza de alguma linha, poderá ser necessário realizar a circulação de diesel e passagem de *pig* com a finalidade de remover hidrocarbonetos aderidos à parede do duto. Neste caso, posteriormente ao bombeio do diesel, será realizada uma segunda circulação de água do mar até o enquadramento do TOG.

Estima-se que o volume total de água oleosa gerada nessa operação de limpeza dos dutos submarinos seja de 4.080 m³. A água oleosa será transferida para o tanque de *slop* de bombordo do FPSO Piranema e, após tratamento, será descartada para o mar, garantindo-se que o TOG desse efluente seja inferior ao limite de 15 ppm estabelecido pela Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/2011. O quantitativo de efluente gerado na limpeza das linhas será registrado no Relatório de Descomissionamento de Instalações⁷.

⁶ As linhas serão consideradas limpas quando em três amostras de água consecutivas, coletadas com escoamento em fluxo a cada 30 minutos, for constatado TOG \leq 15 ppm.

⁷ Caso seja necessário realizar a circulação de diesel, esta operação também será informada no Relatório de Descomissionamento de Instalações. Informações adicionais sobre esse relatório, incluindo a periodicidade de emissão e conteúdo, são apresentadas no item 16.

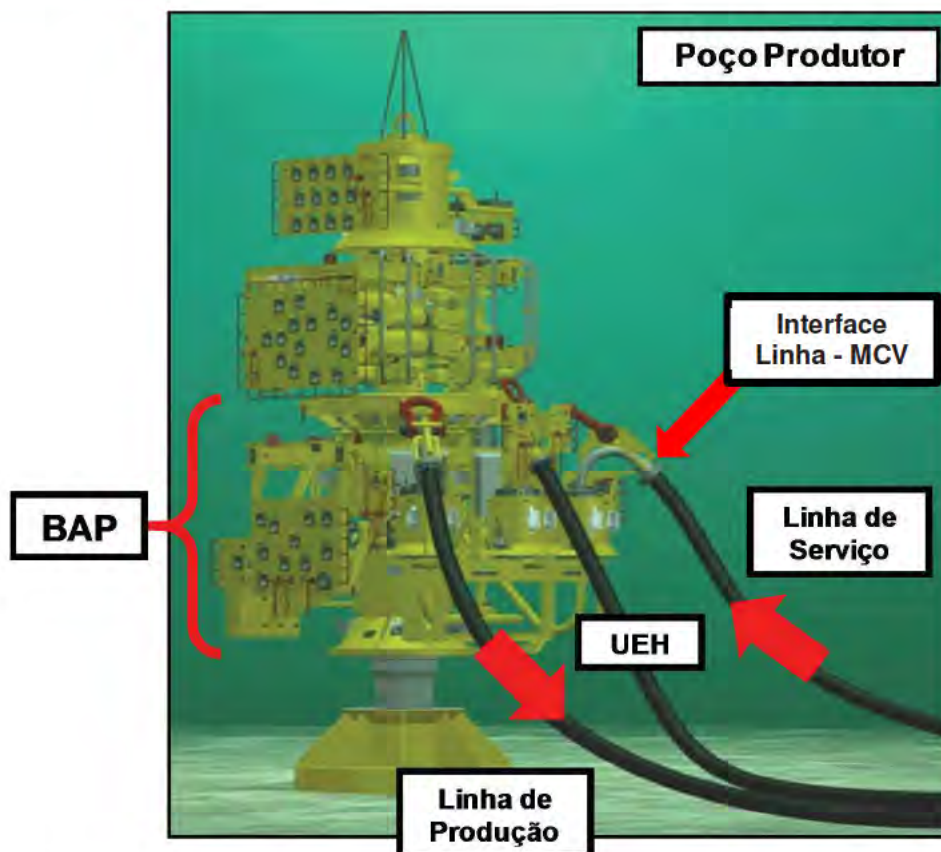


Figura 6: Esquema de um poço produtor mostrando: as três linhas de interligação do poço à plataforma (produção, serviço e UEH), nas quais as setas vermelhas indicam o sentido de fluxo de circulação de água para limpeza dos dutos; a BAP (Base Adaptadora de Produção), responsável por fazer a interface com a cabeça de poço e receber as linhas; e a interface linha – MCV (Módulo de Conexão Vertical), que se trata de uma conexão flangeada.

Para os poços injetores de gás, não é possível fazer a circulação de água do mar, com retorno para a plataforma, uma vez que há somente um duto flexível interligando o poço ao FPSO. Neste caso, a limpeza da linha de injeção será realizada, resumidamente, da seguinte forma:

- Abertura da DHSV e válvulas da ANM;
- Injeção de nitrogênio para deslocamento dos fluidos no duto para o interior do poço;
- Bombeio de etanol, por meio de mangueira de injeção química no umbilical (volume equivalente a 25% do volume da linha);
- Bombeio de água do mar, para o interior do poço, em volume equivalente a cinco vezes o volume do duto de injeção;
- Fechamento da DHSV e válvulas da ANM.

Após a limpeza dos dutos flexíveis, tanto dos poços produtores quanto injetores, serão realizados testes de estanqueidade das válvulas das ANMs visando garantir total segurança durante as operações de desconexão das linhas (próxima fase do descomissionamento).

Quanto aos umbilicais, será bombeada água do mar pelas mangueiras HCR (1/2") a fim de permitir a remoção (*flushing*), em circuito fechado (retorno para a plataforma), de qualquer produto químico presente no interior dessas mangueiras. Para as mangueiras termoplásticas (3/8"), as quais se encontram preenchidas com HW 525 P (fluido hidráulico de controle base água, cuja FISPQ é apresentada no **Anexo 8**), a remoção em circuito fechado não é tecnicamente possível.

O interior das ANMs (tubulações e bloco de válvulas) será limpo concomitantemente com os dutos flexíveis, uma vez que os equipamentos fazem parte do circuito pelo qual será bombeada água para limpeza das linhas.

7.3 Fase 3: Desconexão das Linhas Submarinas nas ANMs

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

Para a desconexão de cada linha (duto e umbilical) na ANM, o ROV realizará o corte ou destorqueamento dos estojos nos flanges da interface linha – MCV (Módulo de Conexão Vertical), mostrada na **Figura 6**. Após a desconexão dos dutos de produção e serviço, no caso de poços produtores, e dos dutos de injeção de gás, no caso de poços injetores, serão instalados flanges cegos nos MCVs das ANMs, as quais ficarão preparadas para serem recuperadas no momento do abandono permanente dos poços.

Alternativamente à operação supracitada, há opção de substituição dos atuais MCVs por outros do tipo “cego”. Ainda, pode-se trazer os MCVs atuais para bordo de um PLSV, instalar flanges cegos e, posteriormente, reinstalá-los nas ANMs. A opção adotada, dentre as três aqui descritas, será definida no momento de elaboração dos procedimentos executivos e informada no Relatório de Descomissionamento de Instalações.

Após a desconexão nas ANMs, as extremidades das linhas serão posicionadas próximas ao poço, em abandono temporário. Destaca-se que haverá movimentação das linhas no leito marinho somente o suficiente para executar essas operações.

Os dutos flexíveis (produção, serviço e injeção), enquanto abandonados temporariamente no leito marinho aguardando o recolhimento, ficarão preenchidos com água e com pelo menos uma extremidade aberta para o mar. A manutenção das linhas abertas tem o objetivo de evitar a pressurização interna devido à geração de gás sulfídrico (H_2S), que é altamente tóxico para seres humanos e representa risco adicional para a tripulação do PLSV que executará o recolhimento.

Entende-se que a velocidade das correntes marítimas de fundo não é capaz de induzir um fluxo no interior das linhas com a mesma ordem de grandeza da operação de limpeza, a qual será executada com fluxo em regime turbulento. Consequentemente, o abandono temporário de linhas de produção⁸ lavadas ($TOG \leq 15$ ppm) e abertas para o mar representa risco insignificante de liberação de óleo para o meio ambiente marinho e, como já exposto, reduz o risco para os trabalhadores a bordo do PLSV.

Pelo mesmo motivo exposto no parágrafo anterior, caso exista NORM/TENORM nos dutos de produção⁹, o abandono temporário de linhas abertas para o mar representa risco insignificante de desprendimento e liberação para o meio ambiente de possível incrustação contendo este tipo de material¹⁰.

⁸ Para as os dutos de serviço e injeção, nos quais houve escoamento de gás ao longo da vida operacional, não há risco de liberação de óleo mantendo-se as linhas abertas para o mar durante o abandono temporário no leito marinho.

⁹ Atualmente, a Petrobras desconhece a existência de ferramentas homologadas para a medição de NORM/TENORM ao longo de linhas submarinas. Contudo, existe projeto de P&D em desenvolvimento pelo CENPES visando detectar a presença de NORM/TENORM em sistemas submarinos. Esse projeto tem o objetivo de, proativamente: (i) desenvolver um programa de simulação para avaliar a possibilidade de deposição de material radioativo em incrustações minerais no interior de dutos submarinos de produção de óleo; e (ii) projetar, construir, testar e aplicar ferramenta com sistema de detecção de radiação para verificar a existência de material radioativo no interior de dutos submarinos de produção de óleo.

¹⁰ A questão da presença de NORM/TENORM em linhas de produção de óleo foi abordada pela Petrobras na carta UO-BC 0911/2018 (14.09.2018), em resposta ao Parecer Técnico nº 191/2018 – COPROD/CGMAC/DILIC, relativo à reunião realizada em 14.08.2018 na ANP.

Durante a desconexão dos umbilicais nas ANMs poderá ocorrer a liberação para o mar de fluido hidráulico de controle (HW 525 P¹¹), uma vez que, como apresentado no item 7.2, não é possível removê-lo do interior das mangueiras termoplásticas.

O detalhamento da execução das operações de desconexão das linhas nas ANMs será apresentado no Relatório de Descomissionamento de Instalações.

7.4 Fase 4: Pull Out e Abandono Temporário dos Risers

Assim que os dutos submarinos forem desconectados nas ANMs, os *risers* serão isolados da planta de processamento através da retirada de trechos de tubulações de superfície (*spools* de fechamento, na plataforma), visando impedir a contaminação com hidrocarbonetos das linhas (já lavadas) até a realização do *pull out*.

Está prevista a realização de uma campanha, utilizando PLSV, para execução das operações de *pull out* de todos os 23 *risers* conectados ao FPSO Piranema.

Assim que os *risers* forem desconectados do FPSO Piranema, a Petrobras propõe que os mesmos sejam depositados imediatamente no leito marinho, para abandono temporário, aguardando o recolhimento (descrito no item 7.9).

As operações de *pull out* ocorrerão de forma que: (i) serão executadas para um *riser* de cada vez; (ii) não haverá recolhimento dos *risers* para o interior do PLSV; (iii) a deposição no leito marinho, para abandono temporário, será realizada de forma lenta e acompanhada por ROV; (iv) os *risers* serão abandonados próximos à locação do FPSO Piranema, em configuração de “cabo de guarda-chuva”, conforme rotas mostradas no **Anexo 5**.

Referente ao abandono temporário dos *risers* no leito marinho, salienta-se que essa alternativa é viável ambientalmente e se justifica dos pontos de vista técnico e econômico pelos seguintes motivos:

- Não foram encontrados ambientes sensíveis ao longo das rotas de abandono dos *risers*, conforme apresentado no item 7.4.1;

¹¹ Conforme consta na FISPQ do HW 525 P (**Anexo 8**): (i) não é esperado que o produto apresente ecotoxicidade; (ii) o produto não apresenta persistência e é considerado rapidamente degradável; (iii) o produto apresenta baixo potencial bioacumulativo em organismos aquáticos.

- A temperatura da água próximo ao leito marinho é suficientemente baixa para levar à morte as colônias de coral-sol eventualmente presentes na porção superior dos *risers*, conforme apresentado no item 7.4.2;
- Como destacado no item 4.3, o comprimento dos *risers* corresponde a aproximadamente 40% (≈ 50 km) do comprimento total de linhas flexíveis do sistema de coleta da produção interligado ao FPSO Piranema. Como será apresentado no item 7.9, há alguns motivos técnicos, logísticos e econômicos para que o recolhimento das linhas flexíveis do Campo de Piranema seja iniciado a partir de 2020, com término em 2022. Adicionalmente, o recolhimento imediato dos *risers* no momento do *pull out* exige que as bases recebam cerca de 50 km de linhas em um intervalo curto (poucos meses), gerando, portanto, relevante pressão logística (pico de demanda sobre as bases);
- O abandono temporário dos *risers* no leito marinho facilita a logística e agiliza a liberação da plataforma e, conseqüentemente, sua saída da locação, implicando em redução de custos e encerramento de quaisquer riscos associados à permanência da plataforma na locação. Caso fosse realizado o recolhimento imediato de cada *riser* no momento do seu *pull out*, o tempo entre a parada da produção e a saída da locação do FPSO seria significativamente superior, principalmente nesse cenário em que a plataforma se encontra em LDA profunda (*risers* de longo comprimento).

O detalhamento da execução das operações de *pull out* dos *risers* será apresentado no Relatório de Descomissionamento de Instalações.

7.4.1 Caracterização Ambiental nas Rotas de Abandono dos Risers

Entre os dias 05 e 11 de março de 2018, foram realizados imageamentos com ROV visando caracterizar o fundo marinho nas áreas adjacentes ao FPSO Piranema, nas quais ocorrerá o abandono temporário dos *risers*.

Os resultados desses imageamentos estão contidos no “Relatório de Avaliação Ambiental” apresentado no **Anexo 9**, cuja conclusão indica que: “após imageamento da área para *pull out* das linhas interligadas ao FPSO Piranema, não foram encontrados bancos de corais e/ou ocorrência de corais formadores vivos ou mortos em todos os obstáculos naturais e nos fundos formados por carbonato autigênico”. Esse resultado ratifica a informação de que “há baixa

probabilidade de ocorrência de corais formadores” na região em que se encontra o sistema de produção do Campo de Piranema, apresentada no item 5.1.

Portanto, de acordo com a avaliação de impactos ambientais realizada, não há impactos significativos que impeçam a realização do *pull out* e abandono no leito marinho dos 23 risers interligados ao FPSO Piranema.

7.4.2 Manejo do Coral-Sol Durante as Operações de Pull Out dos Risers

Estudos realizados por Batista *et al.* (2017) indicam que as colônias de coral-sol (*Tubastraea coccinea*) não sobrevivem em temperaturas inferiores a 12,5°C, morrendo rapidamente (até 48 horas) nessa condição.

Os resultados de inspeção de linhas submarinas abandonadas no leito marinho no Campo de Voador (P-27), em LDA > 400 m, confirmam a morte das colônias de coral-sol em decorrência da baixa temperatura (**Figura 7**).

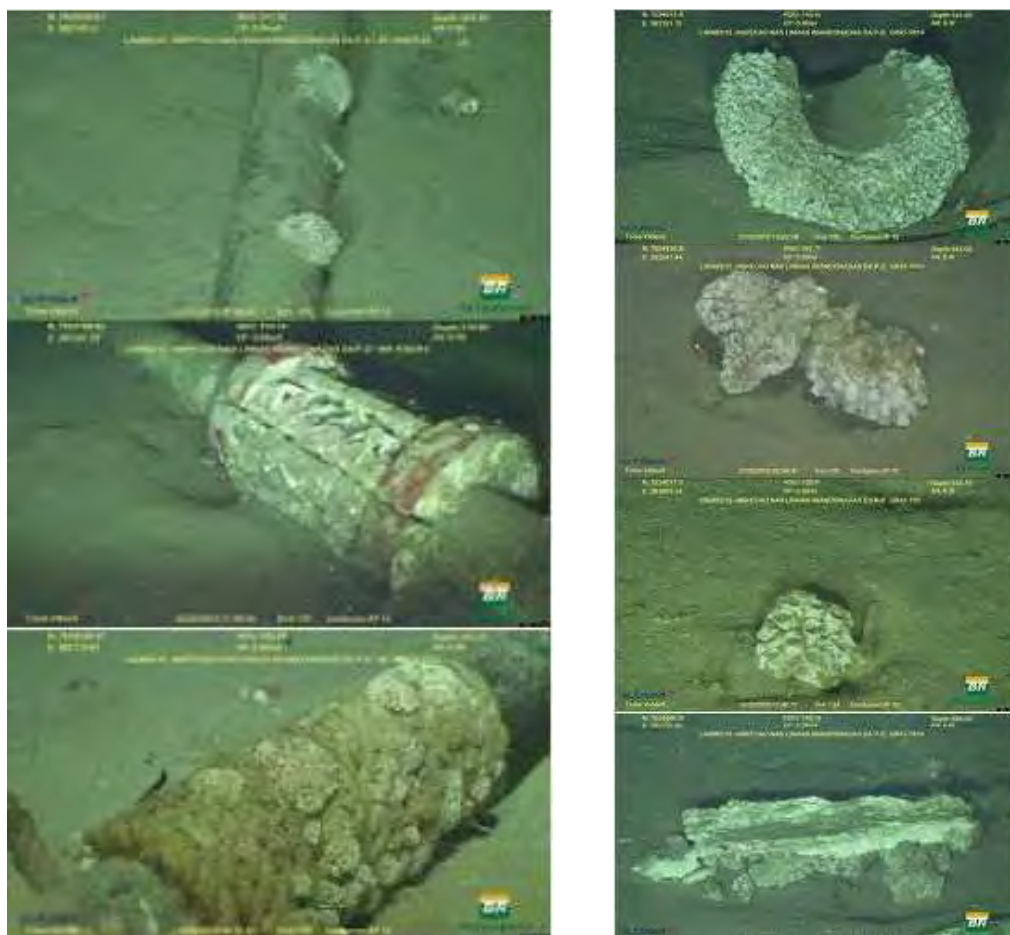


Figura 7: Inspeção do fundo marinho realizada em linhas submarinas no Campo de Voador (fevereiro/2015).

Como a temperatura da água próxima ao fundo no Campo de Piranema¹² é de aproximadamente 4°C, o abandono dos *risers* no leito marinho levará as colônias de coral-sol à morte.

Portanto, diante desse cenário ($T_{\text{fundo}} < 12,5^{\circ}\text{C}$), conclui-se que a alternativa de abandono temporário dos *risers* no leito marinho mostra-se como adequada para o manejo do coral-sol eventualmente presente nessas estruturas, uma vez que se trata de solução efetiva para eliminação (morte) das colônias e redução drástica do risco de disseminação.

7.5 Fase 5: Despressurização, Drenagem, Limpeza e Inertização de Equipamentos e Tubulações da Planta de Processamento de Óleo e Gás da Plataforma

O descomissionamento dos sistemas relacionados à planta de processamento de óleo e gás consiste na seguinte sequência de atividades: despressurização, drenagem, limpeza e inertização, as quais são detalhadas a seguir.

7.5.1 Despressurização

A despressurização das tubulações e equipamentos da planta de processamento de óleo e gás ocorrerá através do alinhamento para o *flare* do FPSO Piranema, onde os hidrocarbonetos na fase gasosa serão queimados. Serão geradas emissões atmosféricas constituídas principalmente de CO_2 e vapor de água, e em menor quantidade pela presença dos compostos NO_x , CO , N_2O , CH_4 , HCNM (hidrocarbonetos não metálicos) e SO_x (óxidos de enxofre, quando o gás queimado apresenta H_2S em sua composição), e material particulado.

7.5.2 Drenagem

A drenagem dos líquidos presentes nas tubulações e equipamentos da planta de processamento de óleo e gás (óleo, condensado de hidrocarbonetos e água produzida) será

¹² Os resultados do Projeto de Caracterização Regional da Bacia Sergipe-Alagoas (PETROBRAS, 2015) indicam que em profundidades superiores a 840 m a temperatura é de aproximadamente 4°C. Adicionalmente, durante os imageamentos com ROV das áreas de *pull out*, conforme apresentado no **Anexo 9**, a temperatura máxima registrada próxima ao fundo foi de 5°C.

direcionada para o sistema de drenagem fechada (vaso de separação gravitacional) da plataforma. A água será encaminhada para o sistema de tratamento de água oleosa (o mesmo que trata a água produzida), para posterior descarte no mar, e o óleo será enviado para um tanque de armazenamento, para posterior *offloading* em navios aliviadores.

7.5.3 Limpeza

A limpeza, que será realizada utilizando-se água industrial, visa a remoção de hidrocarbonetos aderidos às paredes internas das tubulações e equipamentos da planta de processamento de óleo e gás da plataforma.

Os efluentes oleosos serão encaminhados para o tanque de *slop* de bombordo do FPSO. Após passar pelo devido tratamento (o mesmo descrito no item 7.5.2), será realizado o descarte da água para o mar, atendendo ao limite do TOG (≤ 15 ppm).

Como o óleo produzido no Campo de Piranema é leve, não é esperada a geração de borra oleosa. Caso ocorra, e espera-se que seja em pequeno volume (o quantitativo será reportado no Relatório de Descomissionamento de Instalações), a borra será acondicionada em tambores e desembarcada para disposição adequada em terra.

7.5.4 Inertização

A inertização das tubulações e equipamentos da planta de processamento de óleo e gás objetiva a remoção de hidrocarbonetos residuais na fase gasosa. Essa etapa poderá ocorrer com a utilização do sistema de nitrogênio da plataforma ou com o embarque de equipe e equipamentos de empresas de serviço para fornecimento de nitrogênio.

Os hidrocarbonetos purgados serão alinhados para o *flare* da plataforma.

7.5.5 Sistemas que Permanecerão em Operação

Após a depressurização, drenagem, limpeza e inertização da planta de processamento, os seguintes sistemas da plataforma permanecerão operacionais:

- Sistemas necessários à habitação (água potável, alojamento, refrigeração, tratamento de efluentes sanitários, iluminação, etc.);

- Sistemas de facilidades (ar comprimido, movimentação de cargas, óleo diesel, automação industrial, etc.);
- Sistema de drenagem aberta;
- Sistema de geração e distribuição de energia (geradores operarão com uso de óleo diesel);
- Sistema de combate a incêndio;
- Sistema de salvatagem;
- Sistema de telecomunicações.

Destaca-se que, antes da desconexão do sistema de ancoragem para início do deslocamento do FPSO (saída da locação), a planta de processamento de óleo e gás será isolada por meio de raqueteamento dos equipamentos e tubulações.

O detalhamento da execução desta fase do projeto, incluindo o inventário de emissões atmosféricas da despressurização da planta de processamento, será apresentado no Relatório de Descomissionamento de Instalações.

7.6 Fase 6: Limpeza dos Tanques de Carga

A limpeza dos tanques de carga e dos tanques *slop* do FPSO Piranema ocorrerá, resumidamente, conforme o seguinte procedimento:

- Utilização do sistema COW (*Crude Oil Wash*);
- Raspagem dos tanques e transferência do seu conteúdo de fase líquida, juntamente com petróleo, para navios aliviadores através de operação de *offloading*;
- Purga e ventilação dos tanques para liberação da condição FFM (*Free for Man*);
- Limpeza mecânica para retirada de borras e liberação da condição FFF (*Free for Fire*);
- Acondicionamento do resíduo em sacos plásticos identificados e, posteriormente, em tambores de 200 L¹³;
- Desembarque dos tambores de borra oleosa como resíduo perigoso e destinação final adequada.

¹³ Caso seja identificada a presença de NORM/TENORM nos tanques de carga, cuja medição radiométrica será realizada no momento de abertura e limpeza, serão tomadas as devidas providências para manuseio e destinação adequada do rejeito radioativo.

O detalhamento da execução desta fase de limpeza dos tanques de carga, incluindo o quantitativo de tambores de borra oleosa desembarcado em terra, bem como a sua destinação final, será apresentado no Relatório de Descomissionamento de Instalações.

7.7 Fase 7: Remoção e Transporte de Produtos Químicos

Nesta fase serão retirados os produtos químicos de propriedade da Petrobras que estão estocados no FPSO Piranema, utilizados no processamento de óleo e gás, tais como: antiespumante, anti-incrustante, biocida, inibidores de corrosão, lubrificantes e desemulsificante. Os produtos serão transportados em embarcações do tipo PSV (*Platform Supply Vessel*), acondicionados em tambores, bombonas e/ou tanques hermeticamente fechados, identificados e encaminhados para o Terminal Marítimo Inácio Barbosa (TMIB - Sergipe), onde serão destinados ao estoque de produtos químicos para posterior utilização em outras plataformas da UO-SEAL.

Somente os produtos químicos necessários para a manutenção da habitabilidade e usados no deslocamento do FPSO (saída da locação) serão mantidos a bordo.

O detalhamento da execução desta fase, incluindo o inventário dos produtos químicos retirados do FPSO, será apresentado no Relatório de Descomissionamento de Instalações.

7.8 Fase 8: Desconexão do Sistema de Ancoragem e Destinação da Plataforma

Essa fase, que será executada por embarcações do tipo AHTS (*Anchor Handling Tug Supply*), consiste na desconexão do sistema de ancoragem (e sua destinação) visando a liberação do FPSO Piranema para saída da locação (deslocamento para águas internacionais).

7.8.1 Desancoragem do FPSO Piranema

As nove linhas de ancoragem do FPSO Piranema serão desconectadas e as amarras de topo (segmento superior), assim como os cabos de poliéster (segmento intermediário), serão integralmente recolhidos. Já para as amarras de fundo (segmento inferior) e as estacas torpedo, a Petrobras propõe que as mesmas não sejam removidas, permanecendo no leito marinho.

As estacas torpedo do sistema de ancoragem do FPSO Piranema cravaram no solo marinho no momento da instalação (penetração média: 25 m). Devido ao tempo de sedimentação, as cargas envolvidas em uma eventual remoção podem ser muito elevadas e são de difícil previsão. Logo, estima-se que pode ser necessário o uso de até três embarcações do tipo AHTS realizando o tracionamento simultâneo e com risco elevado de rompimento de cabos em uma eventual tentativa de recuperação das estacas.

As amarras de fundo estão conectadas às estacas torpedo, justificando a proposição de abandono no leito marinho. Destaca-se que essas amarras são constituídas de aço (material considerado inerte).

7.8.2 Destinação do FPSO Piranema

Após a desancoragem, a plataforma encontra-se liberada para saída da locação.

A Petrobras propõe que o deslocamento do FPSO Piranema, o qual será realizado pela Piranema Production AS, ocorra diretamente da locação atual para águas internacionais (fora dos limites de Águas Jurisdicionais Brasileiras - AJB), sem aproximar-se em sua rota de navegação de áreas ambientalmente sensíveis no Brasil.

Como a plataforma manterá a classe e bandeira (Bahamas), saindo da locação como embarcação (e não como casco de ex-navio), serão seguidos os trâmites regulares junto à Marinha do Brasil relacionados à entrada / saída de embarcações em AJB, conforme registrado na Ata ANP N° 035/SSM/2018, oriunda de reunião entre Petrobras, ANP, IBAMA e Marinha do Brasil, realizada em 09.04.2018.

O detalhamento da execução desta fase (desancoragem e saída da locação do FPSO), incluindo a rota de reboque para águas internacionais, será apresentado no Relatório de Descomissionamento de Instalações.

Por fim, registra-se que, devido à saída do FPSO Piranema, os empregados da Petrobras que atualmente trabalham nas atividades de produção no Campo de Piranema serão realocados para outras atividades / instalações da Companhia. Os empregados contratados pela empresa proprietária do FPSO Piranema, bem como aqueles contratados pelas empresas envolvidas nas operações de descomissionamento, serão gerenciados pelas respectivas empresas.

7.9 Fase 9: Recolhimento e Destinação das Linhas Submarinas

Na Ata ANP N° 035/SSM/2018, resultante de reunião realizada em 09.04.2018 com participação da Petrobras, ANP, IBAMA e Marinha do Brasil, está registrado que: “ficou definido que a proposta de destinação final do sistema submarino (dutos flexíveis e umbilicais) de Piranema, com as devidas justificativas, será apresentada em 2020, a partir da conclusão da metodologia de avaliação comparativa de alternativas de descomissionamento, atualmente em desenvolvimento, conforme apresentado anteriormente pela Petrobras e oficializado através da carta LMS 0006/2018, encaminhada no final de março ao IBAMA e à ANP”. Ainda, nessa mesma ata, consta que: “O IBAMA informou que o Relatório de Impacto Ambiental – RIMA elaborado à época do processo de licenciamento ambiental indicava que o descomissionamento do campo de Piranema seria realizado em 2017 e que seria feita remoção total de todos os equipamentos, incluindo o sistema submarino. Destacou que a não remoção precisará de justificativa bem fundamentada”.

Na ata emitida pelo IBAMA após reunião com a Petrobras e a ANP, realizada em 21.08.2018, está registrado que: “o IBAMA ressaltou que a remoção do sistema submarino do FPSO Piranema foi um compromisso estabelecido no âmbito do processo de licenciamento ambiental, cuja proposta havia, inclusive, sido objeto de audiência pública”.

Ainda como resultado dessa reunião de 21.08.2018, a ANP encaminhou à Petrobras, em 28.08.2018, o Ofício n° 476/SSM/2018, no qual “fica estabelecida a necessidade de remoção dos dutos e umbilicais [...] associados à unidade de produção FPSO Piranema Spirit, bem como da atualização do respectivo PDI [...]”.

Diante disso, 100% (≈ 124 km) das linhas flexíveis (dutos e umbilicais) que fazem parte do sistema de coleta do FPSO Piranema serão recolhidas. Salienta-se que não há indicativo de impeditivo técnico para execução das operações de remoção dessas linhas submarinas.

Seguem informações sobre as operações de recolhimento das linhas submarinas¹⁴ desse programa de desativação, as quais ocorrerão após o abandono temporário das mesmas, conforme descrito nos itens 7.3 e 7.4:

¹⁴ Detalhes técnicos da atividade de recolhimento de linhas flexíveis foram apresentados à ANP e ao IBAMA em reunião realizada na ANP em 01.02.2018. Nessa ocasião, foram mostradas as principais operações, incluindo a apresentação dos padrões Petrobras com os procedimentos executivos para: limpeza de dutos flexíveis, desconexão de linhas submarinas, *pull out* de *risers*, tamponamento de linhas com cabeça de tração e recolhimento de linhas flexíveis com PLSV.

- A priori, as operações serão realizadas utilizando-se PLSV, seguindo as etapas abaixo (descrição resumida / simplificada):
 - Instalação de cabeça de tração na extremidade da linha, realizada com ROV;
 - Pescaria da extremidade da linha, por meio da conexão da lingada de recolhimento (proveniente do PLSV) ao anel de carga na cabeça de tração, realizada por ROV;
 - Içamento da linha até o PSLV;
 - Passagem da linha pelos tensionadores do PLSV;
 - Recolhimento da linha ao longo de sua rota, acompanhado integralmente pelo ROV próximo ao leito marinho;
 - Após a passagem pelos tensionadores, a linha é encaminhada ao sistema de armazenamento, o qual pode ser composto por bobinas, cesto(s) ou uma combinação de ambos, dependendo do PLSV.
- Não há previsão de realização de cortes submarinos ao longo das rotas, uma vez que há poucos cruzamentos entre as linhas, os quais serão desfeitos de acordo com o planejamento do sequenciamento das operações;
- As linhas submarinas, após o recolhimento, serão encaminhadas a uma das bases de recebimento licenciadas e, posteriormente, enviadas para alienação ou reaproveitamento em outro projeto da Companhia, caso seja técnica e economicamente viável.

As operações de recolhimento serão realizadas na janela temporal de novembro de 2020 a dezembro de 2022. Esse prazo se justifica pelos seguintes motivos:

- O descomissionamento do FPSO Piranema será executado em paralelo (sobreposição de cronogramas) com o Projeto de Descomissionamento das Instalações do FPSO Cidade do Rio de Janeiro, o qual envolve o recolhimento de aproximadamente 145 km de linhas flexíveis. Portanto, o prazo de novembro/2020 a dezembro/2022 é fundamental para adequação à capacidade das bases.
- Como foi detectada a presença de NORM/TENORM em equipamentos da planta de processamento do FPSO Piranema, há possibilidade¹⁵ de existência de NORM/TENORM

¹⁵ Considera-se baixa a probabilidade de presença de NORM/TENORM nas linhas de produção, uma vez que foram detectados poucos pontos e com baixa ocorrência desse material na planta de processamento.

também nos dutos flexíveis de produção de óleo. Um fator limitante para o recolhimento imediato dessas linhas é que as bases de recebimento que atualmente atendem a Petrobras, em Vitória e Niterói, não possuem contratos e/ou licenças específicas para tratamento e destinação de NORM/TENORM, não estando habilitadas para receber este tipo de material. Diante disso, está em andamento um processo de contratação de novas áreas que terão capacidade de recebimento de linhas submarinas com presença de NORM/TENORM, atendendo à legislação brasileira sobre o tema, cuja previsão de conclusão é 2021.

- A distribuição dos custos de recolhimento se dará ao longo desses três anos.

Destaca-se que a proposta aqui apresentada, de desconexão das linhas nas ANMs e de *pull out* e deposição dos *risers* no leito marinho, visando o recolhimento integral ao longo dos anos de 2021 e 2022, atende à exigência do órgão ambiental, enfatizada em vários pareceres técnicos, de não se realizar o abandono temporário de linhas por prazo indeterminado.

Apesar de as estacas torpedo e suas respectivas amarras responsáveis pela ancoragem das linhas submarinas serem menores e mais leves (24 toneladas) que as estruturas análogas usadas na ancoragem do FPSO (98 toneladas), elas se encontram quase que totalmente cravadas no solo marinho (penetração média: 15 m), como mostrado na **Figura 8**. Consequentemente, propõe-se que todas as 28 estacas torpedo e suas respectivas amarras de ancoragem de linhas submarinas (dutos flexíveis e umbilicais) sejam abandonadas e, portanto, permaneçam no leito marinho. Os flutuadores associados ao sistema de ancoragem das linhas (**Figura 8**) serão removidos no momento de recolhimento dos dutos e umbilicais.

Adicionalmente, as sucatas que forem identificadas ao longo das rotas dos dutos e umbilicais, a partir das imagens de ROV geradas no momento do recolhimento das linhas, serão recuperadas até dezembro/2022. Eventuais sucatas que não possam ser recuperadas, em decorrência de limitações técnicas (ex.: integridade comprometida), serão listadas no Relatório de Descomissionamento de Instalações.



Figura 8: Ancoragem de linha flexível, destacando a estaca torpedo cravada (foto da esquerda) e a presença de flutuador (foto da direita) na amarra que conecta a linha flexível ao torpedo.

O descomissionamento do sistema submarino será realizado atendendo-se às diretrizes e requisitos descritos no Capítulo 26 (Descomissionamento e Desativação) da Resolução ANP nº 41/2015 (Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional de Sistemas Submarinos – SGSS), a qual determina que a desativação de sistemas submarinos deve “considerar os aspectos legais, técnicos, econômicos, de segurança, de proteção ao meio ambiente e as melhores práticas da indústria”.

O Relatório de Descomissionamento de Instalações apresentará o detalhamento da execução das operações de recolhimento das linhas submarinas, incluindo a definição da base de recebimento, a destinação final dos dutos e umbilicais (alienação ou reutilização), a lista de sucatas removidas e as coordenadas das estacas torpedo de ancoragem das linhas mantidas no leito marinho.

7.10 Fase 10: Abandono Permanente dos Poços

O abandono permanente dos 11 poços que fazem parte do Programa de desativação do Campo de Piranema será realizado conforme diretrizes do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços – SGIP (Resolução ANP nº 46/2016 – Capítulo 10.5 - Abandono).

Estão previstas duas campanhas de abandono permanente dos poços, utilizando-se sondas para a execução dessas atividades:

- 1ª Campanha: será realizada entre janeiro/2021 e agosto/2021, na qual está previsto o abandono dos seguintes poços 4-SES-149A, 3-SES-154 e 8-PRM-08-SES¹⁶;
- 2ª Campanha: será realizada entre março/2025 e julho/2026, na qual serão abandonados os oito poços restantes.

Alternativamente, poderão ocorrer substituições dos poços previstos para serem abandonados permanentemente na 1ª Campanha. Isso pode ser motivado, por exemplo, por eventual comprometimento de um dos CSBs (Conjunto Solidário de Barreiras) em poços originalmente previstos para a 2ª Campanha.

Os oito poços que fazem parte da 2ª Campanha de Abandono Permanente são de baixo risco (todos com nota do “critério de risco¹⁷” inferior a 30 pontos) e farão parte do Termo de Compromisso para Abandono de Poços¹⁸, motivos pelos quais priorizou-se o abandono de outros poços da carteira de sondas. Isso justifica a proposição de iniciar a 2ª Campanha em 2025.

Por fim, destaca-se que os poços da 2ª Campanha serão mantidos em abandono temporário até o momento do abandono permanente, respeitando-se os critérios de monitoramento previstos na Resolução ANP nº 46/2016 ou as condições estabelecidas no Termo de Compromisso de Abandono de Poços. Ainda, será realizada uma campanha para remoção das 11 BAPs (Base Adaptadora de Produção – um dos elementos que constitui o Conjunto Árvore de Natal Molhada – ver a **Figura 6**), entre agosto e setembro de 2026, utilizando-se embarcação que será definida no momento de execução das operações.

O detalhamento da execução das duas campanhas de abandono permanente dos poços será apresentado no Relatório de Descomissionamento de Instalações.

8. ANÁLISE DE RISCOS E AVALIAÇÃO DE IMPACTOS AMBIENTAIS

Considerando as atividades / operações que serão executadas ao longo do Programa de desativação das Instalações de Produção no Campo de Piranema, foram realizadas Análise de

¹⁶ Esses três poços que fazem parte da 1ª Campanha de Abandono Permanente não possuem DHSV. Esta válvula não foi instalada com base em estudo realizado na época da completação que definiu esses poços como “isolados”.

¹⁷ Conforme “Caderno de Boas Práticas da Indústria – Diretrizes para Monitoramento de Poços em Abandono Temporário”, publicado em outubro de 2018 pelo IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis.

¹⁸ Este Termo de Compromisso, proposto pela Petrobras, está em discussão com o IBAMA e a ANP.

Riscos Ambientais (APP – Análise Preliminar de Perigos) e Avaliação de Impactos Ambientais (AIA), bem como proposição de medidas mitigadoras, as quais são apresentadas no **Anexo 10**.

9. AVALIAÇÃO DE IMPACTOS SOCIOECONÔMICOS

Tendo em vista o período de operação das instalações de produção no Campo de Piranema, faz-se necessário considerar a dinâmica social e econômica instalada na região em decorrência desse empreendimento e as possíveis transformações socioeconômicas oriundas do descomissionamento.

Diante disso, apresenta-se no **Anexo 11** a “identificação e avaliação de impactos socioeconômicos” decorrentes das atividades associadas ao Programa de desativação do Campo de Piranema, elaborada com base na Avaliação de Impactos Ambientais (AIA) contida no Estudo de Impacto Ambiental (EIA) do Desenvolvimento da Produção de Piranema (PETROBRAS, 2005) e nos resultados dos Projetos Ambientais de mitigação e compensação relacionados ao licenciamento ambiental.

A identificação e avaliação dos impactos socioeconômicos potenciais consideraram as informações contidas no **Anexo 10** (APP e AIA).

10. DESTINAÇÃO DE RESÍDUOS GERADOS

Os resíduos gerados a bordo do FPSO Piranema, decorrentes das atividades de descomissionamento, serão segregados e depositados em coletores próprios para cada tipo de resíduo e, posteriormente, enviados para terra para disposição final por empresas devidamente qualificadas. A gestão de resíduos será realizada conforme procedimentos aprovados pelo IBAMA.

O inventário e destinação final dos resíduos gerados, incluindo rejeitos radioativos e bioincrustação nos *risers* e linhas de ancoragem (discutidos a seguir), serão informados no Relatório de Descomissionamento de Instalações e no relatório da Nota Técnica 01/11.

10.1 Destinação dos Rejeitos Radioativos

No momento de abertura dos equipamentos da planta de processamento e de limpeza dos tanques de carga da plataforma, todo o material contaminado com NORM/TENORM (borra oleosa) será acondicionado em tambores devidamente identificados, os quais serão armazenados temporariamente até o desembarque, para posterior encaminhamento para armazenamento em depósito inicial.

Eventuais equipamentos contaminados com NORM/TENORM (presença de incrustação) serão desembarcados e encaminhados para empresa especializada, visando a remoção/limpeza de incrustação. O rejeito (incrustação removida) será acondicionado em tambores metálicos, os quais serão encaminhados à Petrobras para armazenamento em depósito inicial. Os equipamentos descontaminados serão enviados para uma área de armazenamento e, posteriormente, destinados como sucata metálica.

O material contaminado com NORM/TENORM será armazenado em depósito inicial nas seguintes áreas, a depender da classificação:

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

A utilização das duas áreas supracitadas está autorizada pela CNEN (Comissão Nacional de Energia Nuclear), órgão regulador para o tema NORM/TENORM, conforme ofícios apresentados no **Anexo 12**.

Salienta-se que a Petrobras é inspecionada anualmente pela CNEN e recebeu a última inspeção regulatória em maio de 2018. A empresa responde às exigências da CNEN sistematicamente, realizando adequações, quando necessárias, e apresentando todos os procedimentos solicitados.

Adicionalmente, registra-se que a Petrobras aguarda a “Aprovação do Local” pela CNEN para a construção de novos depósitos iniciais, seguindo o rito da Norma CNEN 8.02/2014 (Licenciamento de Depósitos de Rejeitos Radioativos de Baixo e Médio Níveis de Radiação), assim como para dar continuidade ao processo em tramitação junto ao IBAMA (nº 02001.003715/2018-77). Esses novos depósitos terão capacidade para armazenar aproximadamente 36.000 embalados, recebendo todo o volume armazenado nas áreas atuais.

Por fim, informa-se que o inventário de rejeitos radioativos gerados e desembarcados em terra, bem como os locais de destinação, com as respectivas evidências de regularização para recebimento e armazenamento desses rejeitos, serão informados no Relatório de Descomissionamento de Instalações.

10.2 Destinação das Colônias de Coral-Sol

Do ponto de vista sanitário, as embarcações e terminais portuários devem garantir condições operacionais que não ofereçam potenciais fatores de risco capazes de produzir agravos à saúde, conforme exigido na Resolução ANVISA Nº 72/09. Por sua vez, as empresas que realizam coleta, armazenamento temporário, transporte e destinação final dos resíduos gerados em operações *offshore* devem manter sua gestão em conformidade para a permanência da autorização de funcionamento de empresa (AFE) emitida pela ANVISA, conforme rege a Resolução ANVISA Nº 345/02. Isto posto, procedimentos intermediários de beneficiamento de resíduos a bordo não são autorizados pela ANVISA. Também não se vislumbra a viabilidade de realização de procedimentos intermediários de beneficiamento de resíduos de bioincrustação nos locais de desembarque, tendo em vista a acelerada decomposição destes organismos, quando fora da água do mar, a consequente geração de odores e atração de vetores e os inerentes riscos à saúde.

No que se refere ao estudo de alternativas tecnológicas para destinação do resíduo de bioincrustação que não seja a sua disposição em aterro, a indústria do cimento surge neste contexto como um objeto de estudo. Por meio da técnica do coprocessamento, resíduos são utilizados como substitutos de matérias-primas ou combustíveis nos fornos de clínquer. Esses resíduos são predominantemente alimentados nos fornos em forma de *blends*, que são formulações para esse fim, em unidades de mistura ou pré-tratamento conforme Resolução CONAMA 264, denominadas popularmente de “blendeiras”. Apesar de o principal objetivo do setor cimenteiro ser o reaproveitamento energético de resíduos nos fornos de clínquer em substituição aos combustíveis convencionais, o seu uso como matéria-prima também é amplamente aplicado.

O clínquer, juntamente com o gesso e a escória de alto forno (materiais de adição), constituem as matérias-primas básicas para a fabricação do cimento. Para a produção do clínquer são necessárias as matérias-primas calcário (75-80%) e argila (20-25%), além de pequenas quantidades de óxidos de alumínio e ferro, sendo que suas proporções dependem do

tipo de cimento a ser fabricado. Esses materiais, após passarem pela moagem, constituem a “farinha crua”, que é a base para a fabricação do cimento. É importante registrar que as principais fontes de carbonato de cálcio para o uso industrial são as rochas calcárias, contendo a calcita (CaCO_3) e a dolomita ($\text{CaCO}_3\text{MgCO}_3$), com grande distribuição no território brasileiro e facilmente extraídas de grandes lavras comerciais a céu aberto. Nesse sentido, os resíduos de bioincrustação, constituídos, dentre outros componentes, de esqueleto calcário, podem representar fonte alternativa de cálcio e de outros elementos substitutivos de matéria-prima ou fundentes para a produção do clínquer.

Para verificar a viabilidade do coprocessamento como prática de destinação final do resíduo de bioincrustação, no próximo evento de desembarque de resíduos provenientes do recolhimento dos *risers* associados ao descomissionamento do FPSO Cidade de Rio das Ostras, ainda em 2018, serão coletadas amostras do resíduo para análises laboratoriais. Serão quantificados, além dos parâmetros da NBR 10.004: 2004, alguns complementares, dentre eles: teor de sólidos, enxofre, cloro e flúor; poder calorífico superior e inferior; metais e metalóides; hidrocarbonetos poliaromáticos; bifenilas policloradas totais (PCBs); e hidrocarbonetos totais de petróleo.

Referente ao Programa de desativação do Campo de Piranema, a bioincrustação desprendida durante a remoção das amarras de topo, a qual ficará contida no convés do AHTS, será recolhida e acondicionada em sacos plásticos e, posteriormente, colocada em tambores ou containers, para encaminhamento para a base em terra. Para os 23 *risers*, os quais serão mantidos temporariamente no leito marinho, aguardando o recolhimento a partir de 2020, espera-se que uma significativa parte dos esqueletos de organismos bioincrustantes aderidos às estruturas se desprendam no fundo, após as linhas serem depositadas no leito marinho. Para o caso específico das colônias de coral-sol, os resultados de inspeção de linhas submarinas abandonadas no leito marinho no Campo de Voador (P-27) confirmam esse desprendimento, conforme mostrado na **Figura 7**. Portanto, espera-se um reduzido volume de bioincrustação removida dos *risers* no momento do seu recolhimento (entre 2020 e 2022). Semelhante às amarras de topo, a bioincrustação removida e contida a bordo do PLSV será acondicionada em sacos plásticos e, posteriormente, colocada em tambores e containers, para encaminhamento para a base em terra.

Por ora, em face da indisponibilidade de resultados analíticos representativos para dar suporte à destinação para coprocessamento em cimenteiras e considerando-se a geração em

quantidades inexpressivas dos resíduos de bioincrustação (no caso das amarras de topo, estima-se que o volume seja inferior a 2,5 m³), a disposição em aterro apresenta-se como a alternativa ambientalmente adequada à destinação, sem prejuízos aos requisitos legais ambientais e sanitários aplicáveis. Neste sentido, para o evento de limpeza e desincrustação dos *risers* e amarras de topo do FPSO Piranema, a Petrobras propõe que seja aplicada a disposição do resíduo em aterro, conforme laudo que o classifica como Classe II A – Resíduo Não Inerte (**Anexo 13**). A tomada de decisão baseou-se na visão sistêmica para a gestão de resíduos, conforme preconizado no inciso III do artigo 6º da Lei 12.305/10, a qual aprova a Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS).

Após a conclusão dos estudos de viabilidade técnica da rota de coprocessamento em indústrias cimenteiras, a qual ocorrerá antes do início da fase de recolhimento dos *risers* (2020), a Petrobras terá elementos necessários para conclusão sobre a viabilidade (inclusive econômica) de aplicação desta rota alternativa para os resíduos de bioincrustação. Assim, no momento do recolhimento de estruturas contendo bioincrustação que não representem agravos quanto à salubridade do ambiente de trabalho a bordo das embarcações e nos terminais portuários, e caso o volume de resíduos de bioincrustação justifique destiná-los para o coprocessamento, se este se mostrar viável, esta rota poderá ser adotada com segurança.

Por fim, destaca-se que a destinação dos resíduos contendo colônias de coral-sol proposta nesse projeto não tem por objetivo ser finalística, podendo passar por ajustes em decorrência do amadurecimento das discussões sobre o tema, como por exemplo, oriundas do Plano de Ação Nacional de Prevenção, Controle e Monitoramento do Coral-sol (*Tubastraea* spp.) no Brasil, a ser publicado pelo Ministério do Meio Ambiente e que possui a seguinte ação dentro do Objetivo Específico 6 (Estabelecimento e implementação de medidas de controle integradas e sistemáticas em áreas com populações de coral-sol já estabelecidas): “Elaborar estratégia para destinação do coral-sol removido”.

11. EMBARCAÇÕES UTILIZADAS NO DESCOMISSIONAMENTO

As embarcações usadas em todas as fases do Programa de desativação do Campo de Piranema estarão inseridas nos Projetos Ambientais de Caráter Continuado da Petrobras na Bacia de Sergipe-Alagoas (Projeto de Controle da Poluição – PCP, Projeto de Comunicação Social Regional – PCSR, Programa Regional de Monitoramento de Encalhes e Anormalidades – PRMEA, Plano de Manejo de Avifauna em Unidades Marítimas de Produção e Perfuração –

PMAVE e Programa de Educação Ambiental dos Trabalhadores - PEAT). As embarcações empregadas serão definidas oportunamente, próximo do momento de execução de suas respectivas operações, de acordo com a programação da carteira de projetos da Petrobras.

Caso alguma embarcação venha a trabalhar nesse projeto e não esteja inserida nos Projetos Ambientais de Caráter Continuado, as ações educativas propostas para os trabalhadores dessa embarcação devem ocorrer em nível de sensibilização e conscientização sobre as questões ambientais, tendo em vista o curto período de realização das operações.

Todas as embarcações (incluindo as sondas que executarão o abandono permanente dos poços) são do tipo DP (*dynamic positioning*) e, conseqüentemente, não serão utilizadas embarcações ancoradas no Programa de desativação do Campo de Piranema.

A relação das embarcações utilizadas no Programa de desativação do Campo de Piranema serão informadas no Relatório de Descomissionamento de Instalações.

12. PROCEDIMENTOS E ANÁLISES DE RISCOS

Todas as fases do descomissionamento serão executadas atendendo aos padrões e conforme procedimentos executivos da Petrobras. A realização de todas as atividades / operações serão precedidas de análises de riscos (ex.: APR – Análise Preliminar de Riscos).

Todas as operações / atividades previstas no Programa de desativação do Campo de Piranema são conhecidas e já extensamente executadas pela área técnica da Petrobras, incluindo:

- Fechamento dos poços e parada da produção;
- Limpeza dos dutos e equipamentos submarinos;
- Desconexão das linhas nas ANMs;
- *Pull out* dos risers;
- Desconexão do sistema de ancoragem;
- Recolhimento das linhas submarinas;
- Abandono permanente de poços.

Esse programa de desativação atenderá às diretrizes e requisitos do “Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural – SGSO” (Resolução ANP nº 43/2007), 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.

13. INTER-RELAÇÃO COM PROJETOS CONTINUADOS

O Programa de desativação do Campo de Piranema manterá inter-relação direta com os seguintes projetos e programas:

- **Projeto de Controle da Poluição (PCP):** este projeto atualmente é reportado no âmbito da Nota Técnica Nº 01/11. O destino final dos equipamentos não reaproveitados e resíduos gerados no descomissionamento atenderão aos padrões indicados nesse PCP.
- **Plano de Manejo da Avifauna em Unidades Marítimas de Produção e Perfuração da Bacia Sergipe-Alagoas (PMAVE):** o programa de desativação manterá relação com o PMAVE tanto nas atividades desenvolvidas no FPSO Piranema quanto nas sondas que serão utilizadas na fase de abandono permanente dos poços.
- **Programa de Comunicação Social Regional da Bacia Sergipe-Alagoas (PCSR):** as informações desse programa de desativação serão divulgadas ao público-alvo do PCSR-SEAL (pescadores, incluindo suas associações e cooperativas, órgãos públicos e organizações relacionadas ao meio ambiente, pesca e processos sociais).
- **Programa Regional de Monitoramento de Encalhes e Anormalidades na Bacia Sergipe-Alagoas (PRMEA):** as informações sobre as embarcações envolvidas nas operações previstas no Programa de desativação do Campo de Piranema serão informadas à equipe executora do PRMEA de forma a permitir o acompanhamento de eventuais interações com aves, tartarugas e mamíferos marinhos registrados no âmbito do monitoramento de praias.

14. PROJETO DE MONITORAMENTO PÓS-DESCOMISSIONAMENTO

O IBAMA solicitou, por meio do Parecer Técnico nº 240/2018-COPROD/CGMAC/DILIC, de 02.10.2018, a realização de reunião com a Petrobras para tratar do Projeto de Monitoramento Pós-Descomissionamento referente ao Projeto de Desativação do FPSO Cidade de Rio das Ostras. A Petrobras, por meio da carta UO-BC 1040/2018, de 17.10.2018, propôs a realização dessa reunião no período de 29.10.2018 a 01.11.2018.

Desse modo, a Petrobras aguarda a realização dessa reunião com o IBAMA, na qual espera-se que seja discutido e definido o escopo dos Projetos de Monitoramento Pós-Descomissionamento (PMPD), para encaminhar a proposta de monitoramento ambiental associado ao Programa de desativação do Campo de Piranema.

15. CRONOGRAMA FÍSICO DO PROJETO

O cronograma físico de execução do Programa de desativação do Campo de Piranema é apresentado na **Tabela 8**. O período para execução de todo o descomissionamento está compreendido entre maio de 2020 e setembro de 2026.

Tabela 8: Cronograma do Programa de desativação do Campo de Piranema.

Fase / Atividade ¹⁹	Início	Término
Fechamento dos poços e parada da produção	Maio/2020	Julho/2020
Limpeza das linhas e equipamentos submarinos	Maio/2020	Agosto/2020
Desconexão das linhas submarinas nas ANMs	Maio/2020	Outubro/2020
<i>Pull out</i> e abandono temporário dos <i>risers</i>	Maio/2020	Outubro/2020
Despressurização, drenagem, limpeza e inertização de equipamentos e tubulações da planta de processamento	Outubro/2020	Novembro/2020
Limpeza dos tanques de carga	Outubro/2020	Novembro/2020
Desconexão do sistema de ancoragem e saída da locação do FPSO	Dezembro/2020	Dezembro/2020
Janela de recolhimento das linhas submarinas	Novembro/2020	Dezembro/2022
Abandono permanente de três poços (1ª campanha)	Janeiro/2021	Agosto/2021
Monitoramento dos oito poços em abandono temporário	Outubro/2023	Novembro/2023
Abandono permanente de oito poços (2ª campanha)	Março/2025	Julho/2026
Remoção de 11 BAPs	Agosto/2026	Setembro/2026

¹⁹ O cronograma não abrange o Projeto de Monitoramento Pós-Descomissionamento (PMPD), uma vez que, como descrito no item 14, a Petrobras aguarda a realização de reunião com o IBAMA para definição do escopo do PMPD.

16. ACOMPANHAMENTO DA EXECUÇÃO DO PROJETO

Visando permitir o acompanhamento e a avaliação do cumprimento das atividades que integram o Programa de desativação do Campo de Piranema, são propostos os seguintes indicadores:

- Percentual de poços fechados;
- Percentual de linhas e equipamentos submarinos limpos ($\text{TOG} \leq 15 \text{ ppm}$);
- Percentual de linhas submarinas desconectadas nas ANMs;
- Percentual de *risers* desconectados no FPSO Piranema (*pull out* e abandono temporário no leito marinho);
- Percentual de tubulações, equipamentos e tanques a bordo do FPSO Piranema despressurizados, drenados, limpos e inertizados;
- Percentual de retirada e destinação de produtos químicos e resíduos / rejeitos no FPSO;
- Percentual de linhas de ancoragem desconectadas e recolhidas;
- Percentual de recolhimento de linhas submarinas (dutos e umbilicais);
- Percentual de sucatas identificadas por ROV ao longo da rota das linhas submarinas que foram recolhidas;
- Percentual de poços abandonados permanentemente.

Após o início do descomissionamento, a Petrobras enviará relatórios semestrais de progressão do projeto ao IBAMA e à ANP (Relatórios de Descomissionamento de Instalações), nos quais serão apresentados o detalhamento da execução das atividades e a situação dos indicadores supracitados, assim como eventuais desvios em relação ao projeto proposto, problemas ocorridos (e respectivas soluções) e acidentes (e respectivas medidas de resposta). O Relatório Final de Descomissionamento de Instalações será enviado em até 60 dias após a conclusão da execução do projeto.

17. CONCLUSÃO

Referente ao Programa de desativação das Instalações de Produção no Campo de Piranema (plataforma, sistema de ancoragem, sistema submarino e poços), a Petrobras solicita autorização à ANP, IBAMA e Marinha do Brasil para execução do projeto conforme proposta descrita nesse documento, com destaque para as seguintes fases/atividades:

- Desconexão das linhas submarinas nas ANMs, com abandono temporário das extremidades próximas aos poços e abertas para o mar;
- *Pull out* e abandono temporário no leito marinho dos 23 *risers* conectados ao FPSO Piranema;
- Desconexão do sistema de ancoragem e recuperação das amarras de topo e cabos poliéster das nove linhas de ancoragem;
- Abandono definitivo no leito marinho das estacas torpedo e amarras de fundo das linhas de ancoragem do FPSO Piranema;
- Deslocamento do FPSO Piranema diretamente da locação atual para águas internacionais (fora dos limites de AJB);
- Recolhimento de 100% (≈ 124 km) das linhas submarinas (dutos e umbilicais) que fazem parte do sistema de coleta interligado ao FPSO Piranema, com execução das operações no período de novembro/2020 a dezembro/2022;
- Abandono definitivo no leito marinho das estacas torpedo e amarras de ancoragem das linhas submarinas;
- Abandono permanente dos poços em duas campanhas: a primeira entre janeiro/2021 e agosto/2021, para abandono de três poços, e a segunda entre março/2025 e julho/2026, para abandono de oito poços;
- Remoção das 11 BAPs entre agosto e setembro de 2026.

Caso a ANP, IBAMA e/ou Marinha do Brasil identifiquem algum ponto que requeira detalhamento / discussão / ajuste, impossibilitando a aprovação integral do projeto conforme proposta apresentada nesse documento, a Petrobras solicita que seja avaliada a possibilidade de aprovação parcial, permitindo que algumas etapas / atividades sejam iniciadas e, consequentemente, concluídas o mais rápido possível.

18. RESPONSABILIDADE INSTITUCIONAL

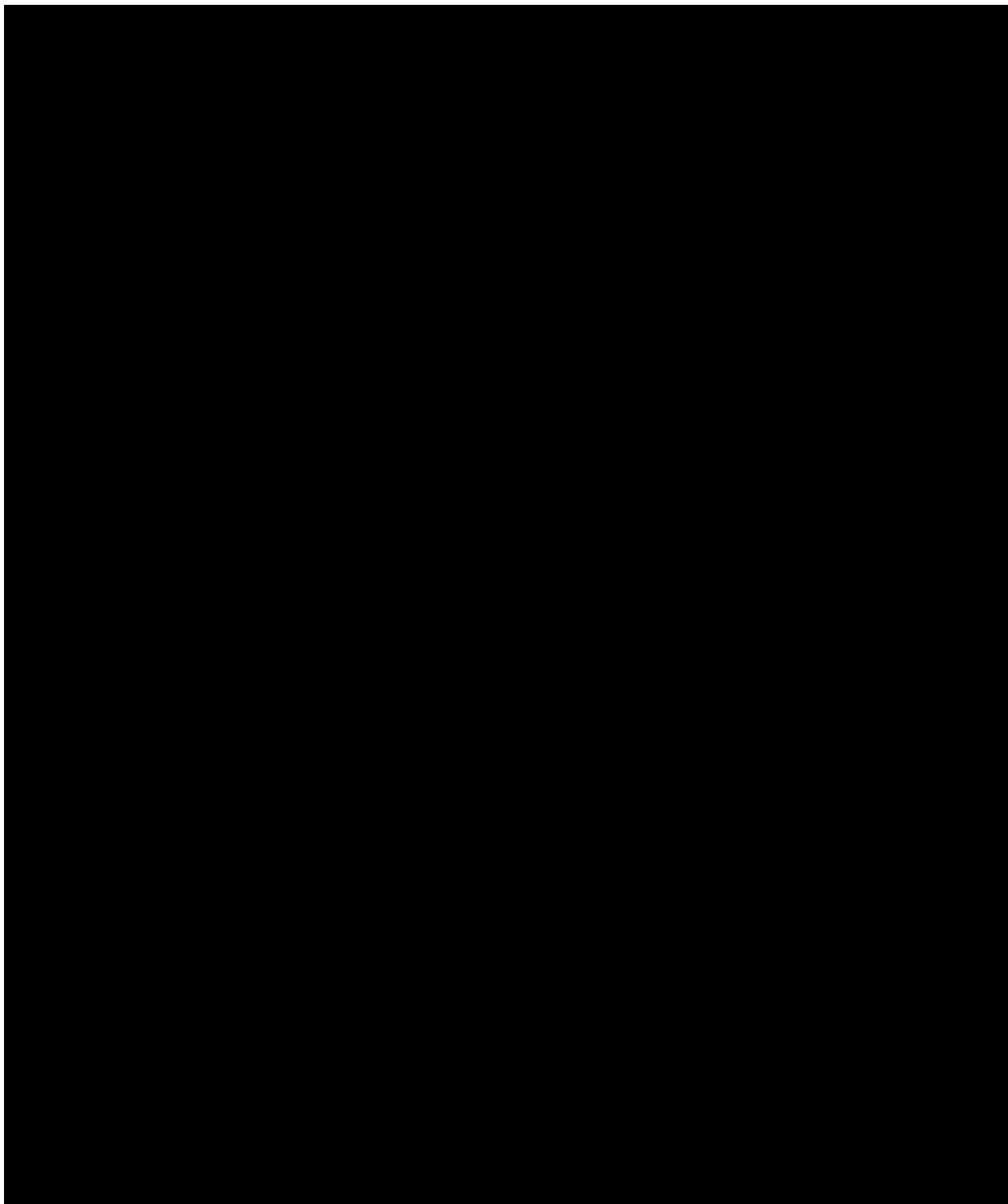
A instituição responsável pela implementação do Programa de desativação do Campo de Piranema é a PETROBRAS/Unidade Operacional de Exploração e Produção da Bacia de Sergipe-Alagoas – UO-SEAL/ATP-ALSM/OP-SM. Endereço: Av. Melico Machado, SN KM 1, Atalaia Velha, Aracaju, SE. CEP: 49000-000. Telefone: (79) 3212-5975.

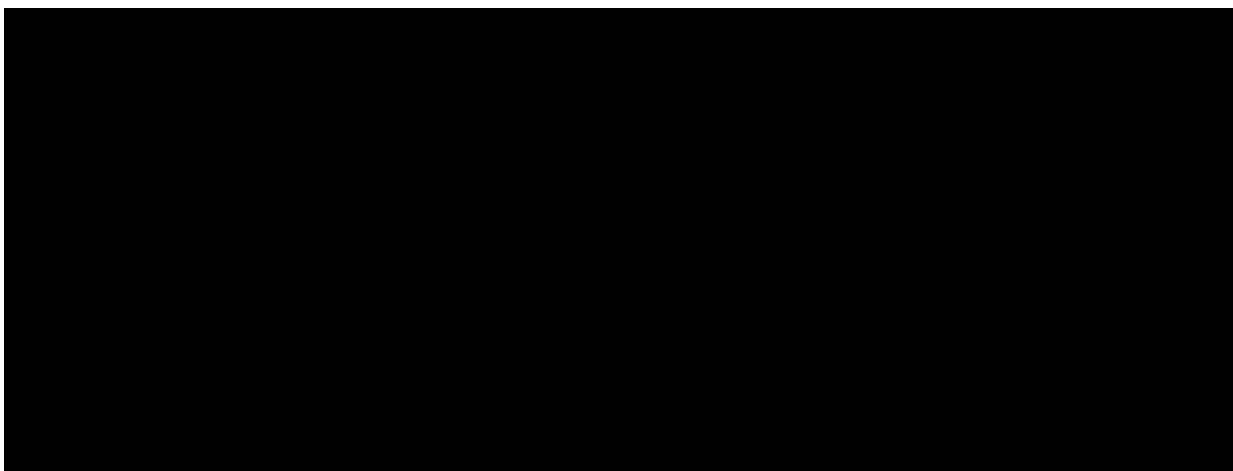
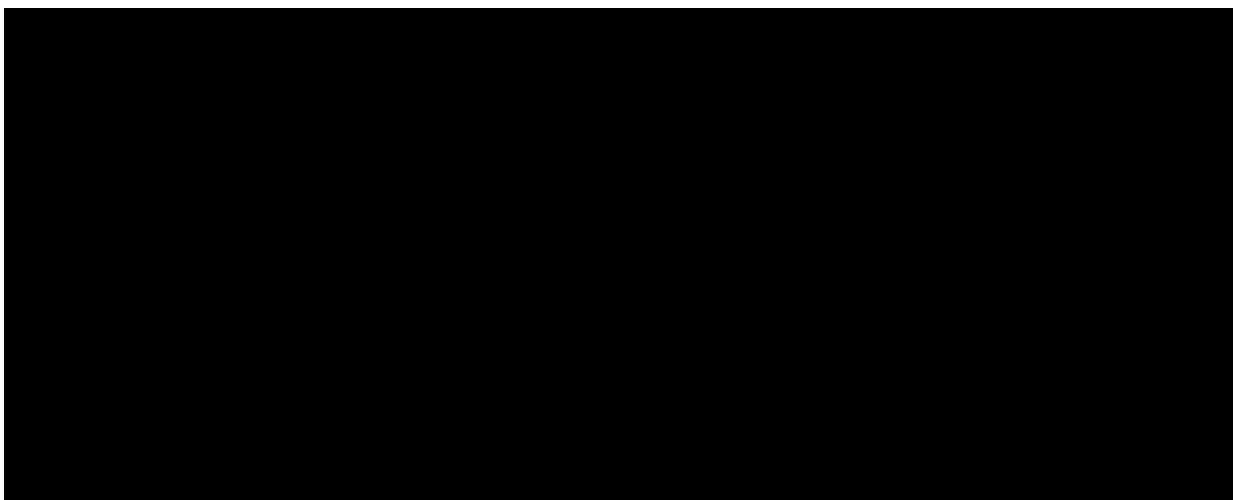
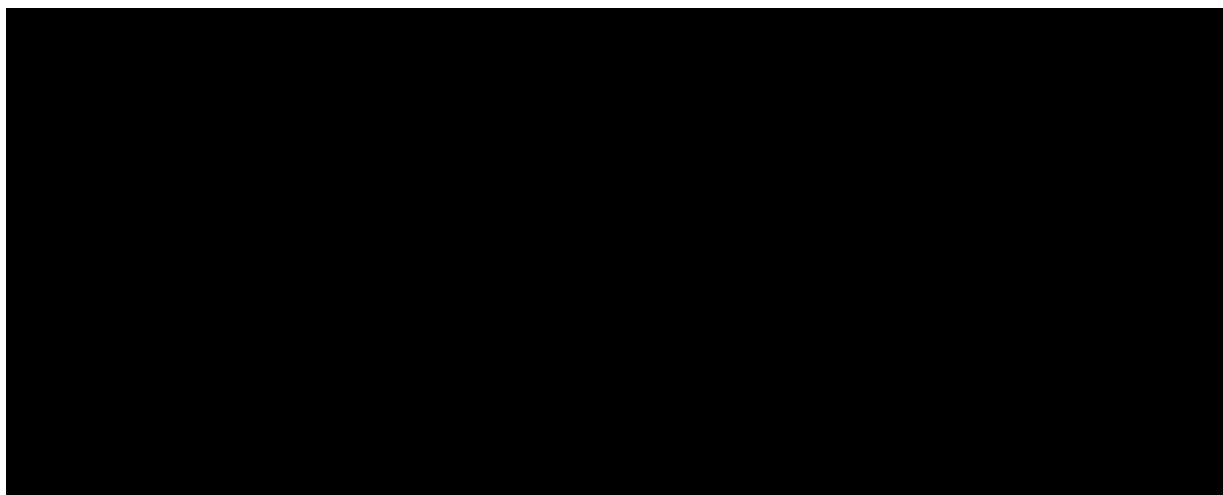
19. REFERÊNCIAS

- PETROBRAS (2005) – Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) da Atividade de Produção de Petróleo no Campo de Piranema.
- PETROBRAS (2015) - Projeto de caracterização da Bacia de Sergipe-Alagoas – Etapa III: Meteorologia e oceanografia da Bacia de Sergipe e Alagoas.
- Batista, D.; Gonçalves, J. E. A.; Messano, H. F.; Altvater, L.; Candella, R.; Elias, L. M. C.; Messano, L. V. R.; Apolinário, M.; Coutinho, R. *Distribution of the invasive Orange cup coral Tubastrae coccinea Lesson, 1829 in an upwelling area in the South Atlantic Ocean fifteen years after its first record*. Aquatic Invasions (2017). Volume 12, Issue 1: 23-32.
- ANP – Resolução N° 27 de 18 de outubro de 2006. Aprova o regulamento técnico que define os procedimentos a serem adotados no descomissionamento de instalações e especifica condições para devolução de áreas de concessão na fase de produção.
- ANP – Resolução N° 43 de 6 de dezembro de 2007. Aprova o regulamento técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO) para as Instalações de Perfuração e de Produção de Petróleo e Gás Natural.
- ANP – Resolução N° 41 de 9 de outubro de 2015. Aprova o regulamento técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos (SGSS).
- ANP – Resolução N° 46 de 1 de novembro de 2016. Aprova o regulamento para o Regime de Segurança Operacional para Integridade de Poços de Petróleo e Gás (SGIP).
- IBAMA – Nota Técnica nº 10/2012 – CGPEG/DILIC/IBAMA. Identificação e Avaliação de Impactos Ambientais.
- IBAMA – Nota Técnica nº 01/2011 – CGPEG/DILIC/IBAMA. Projeto de Controle da Poluição.

20. *RESPONSÁVEIS TÉCNICOS*

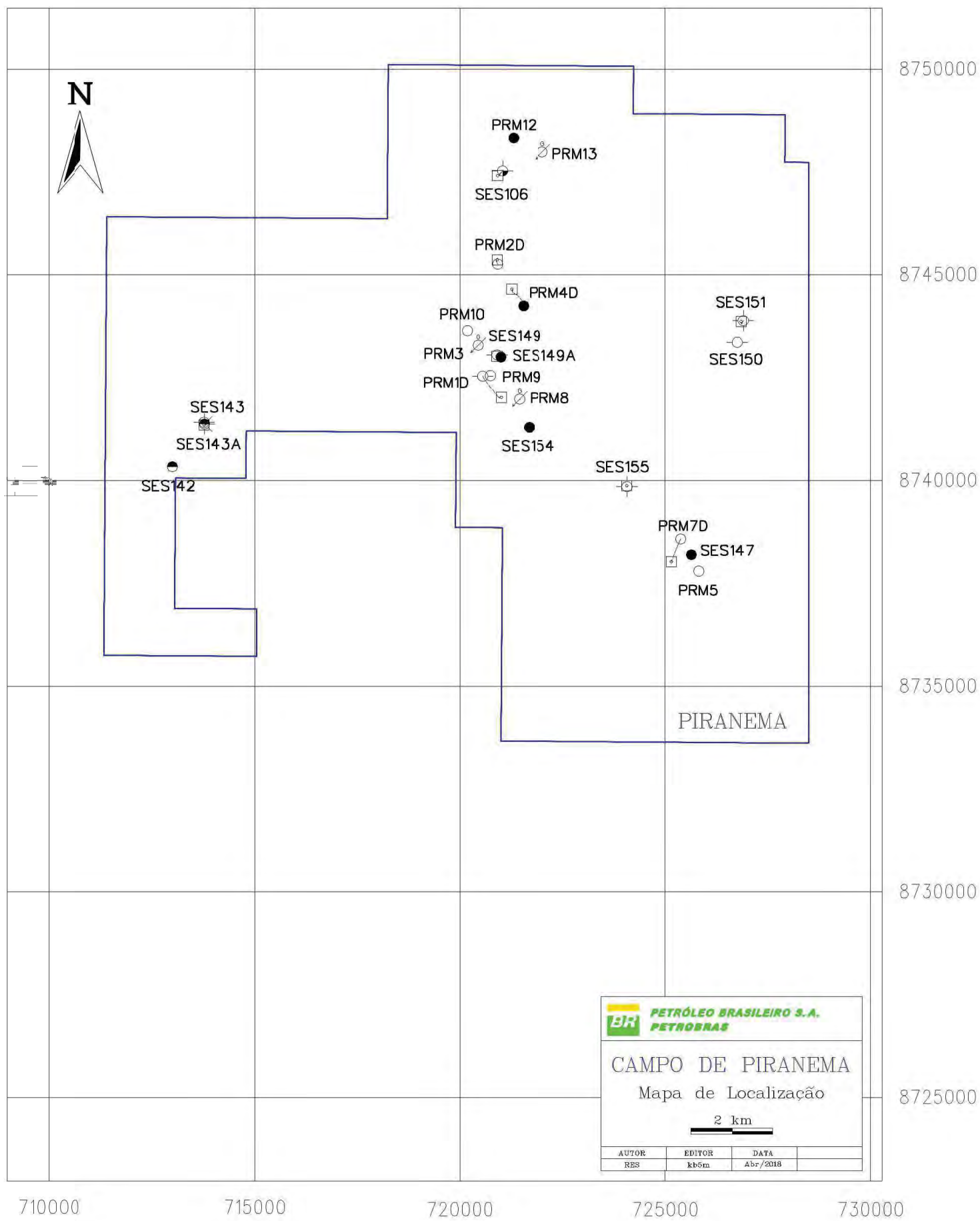
Os responsáveis técnicos por esse programa de desativação estão indicados abaixo. Os certificados de regularidade do Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental dos profissionais são apresentados no **Anexo 14**.





Anexo 1

Mapa de Localização dos Poços Perfurados no Campo de Piranema



CAMPO DE PIRANEMA

Mapa de Localização

2 km

AUTOR	EDITOR	DATA	
RES	kbôm	Abr/2018	

Anexo 2

Situação das Linhas Submarinas do Sistema de Coleta do FPSO Piranema

Situação das Linhas de Produção de Óleo					
Poço	Duto	Extremidade 1	Comprimento [m]	Diâmetro [mm]	Extremidade 2
4-SES-149A	PO_4-SES-149A/FPSO-PRM	ANM	2.455	101,6	FPSO-PRM
6-PRM-4D-SES	PO_6-PRM-4SES/FPSO-PRM	ANM	3.781	101,6	FPSO-PRM
7-PRM-5-SES	PO_7-PRM-5-SES/FPSO-PRM	ANM	9.641	101,6	FPSO-PRM
7-PRM-9-SES	PO_7-PRM-9-SES/FPSO-PRM	ANM	2.098	101,6	FPSO-PRM
3-PRM-12-SES	PO_3-PRM-12/FPSO-PRM	ANM	8.094	101,6	FPSO-PRM

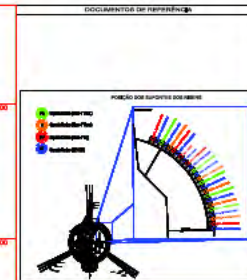
Situação das Linhas de Serviço					
Poço	Duto	Extremidade 1	Comprimento [m]	Diâmetro [mm]	Extremidade 2
4-SES-149A	GL_4-SES-149A/FPSO-PRM	ANM	2.455	101,6	FPSO-PRM
6-PRM-4D-SES	GL_6-PRM-4SES/FPSO-PRM	ANM	3.780	101,6	FPSO-PRM
7-PRM-5-SES	GL_7-PRM-5-SES/FPSO-PRM	ANM	9.529	101,6	FPSO-PRM
7-PRM-9-SES	GL_7-PRM-9-SES/FPSO-PRM	ANM	2.098	101,6	FPSO-PRM
3-PRM-12-SES	GL_3-PRM-12/FPSO-PRM	ANM	8.196	101,6	FPSO-PRM

Situação das Linhas de Injeção de Gás					
Poço	Duto	Extremidade 1	Comprimento [m]	Diâmetro [mm]	Extremidade 2
8-PRM-2D-SES	IG_8-PRM-002SES/FPSO-PRM	ANM	4.210	101,6	FPSO-PRM
8-PRM-3-SES	IG_8-PRM-003-SES/FPSO-PRM	ANM	2.154	101,6	FPSO-PRM
7-PRM-13-SES	IG_8-PRM-013D/FPSO-PRM	ANM	7.698	101,6	FPSO-PRM
8-PRM-7D-SES	IG_8-PRM-7D-SES/FPSO-PRM	ANM	8.860	101,6	FPSO-PRM

Situação dos Umbilicais de Controle e Injeção Química (UEH)					
Poço	Tipo	Duto	Extremidade 1	Comprimento [m]	Extremidade 2
4-SES-149A	UEH	UEH_4-SES-149A/FPSO-PRM	ANM	2.451	FPSO-PRM
6-PRM-4D-SES	UEH	UEH_6-PRM-4SES/FPSO-PRM	ANM	3.777	FPSO-PRM
7-PRM-5-SES	UEH	UEH_7-PRM-5-SES/FPSO-PRM	ANM	9.566	FPSO-PRM
7-PRM-9-SES	UEH	UEH_7-PRM-9-SES/FPSO-PRM	ANM	2.070	FPSO-PRM
8-PRM-2D-SES	UEH	UEH_8-PRM-2SES/FPSO-PRM	ANM	4.214	FPSO-PRM
8-PRM-3-SES	UEH	UEH_8-PRM-3-SES/FPSO-PRM	ANM	2.157	FPSO-PRM
3-PRM-12-SES	UEH	UEH_3-PRM-12/FPSO-PRM	ANM	8.460	FPSO-PRM
7-PRM-13-SES	UEH	UEH_8-PRM13D/FPSO-PRM	ANM	7.658	FPSO-PRM
8-PRM-7D-SES	UEH	UEH_8-PRM-7D-SES/FPSO-PRM	ANM	8.577	FPSO-PRM

Anexo 3

Arranjo Submarino Atual do Campo de Piranema



NOTAS GERAIS

INFORMACIJA DOKUMENTO

PRM-SES



LEGENDA



Nº	CONTINHA DO DOCUMENTO	DIÁRIO	DATA	REVISÃO	APR
REV.	DESCRIÇÃO	DATA	EXEC.	VERIF.	APR

AS INFORMAÇÕES DESTES DOCUMENTOS SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A REPRODUÇÃO OU A DISTRIBUIÇÃO PARA TERCEIROS.

https://doi.org/10.1016/j.jmb.2017.03.001

2014

UO-SEAL / ATP-SM

DESMOBILIZAÇÃO DO FPSO PIRANEMA • SSP-300

Notes:

CAMPO DE PIRANEMA

ARRANJO SUMÁRIO DE DESMOBILIZAÇÃO DO

FPCO PRANEMA - SSP-300 (SITUAÇÃO ATUAL)

NAME	DATE	TIME	REPORT
100	100	100	100

TYPE	NUMBER	FOUR	DATE
50	1950		

DATA	DE-3257-00-1500-042-PZ9-001
------	-----------------------------

[illegible]

Anexo 4

DUM – Descrição da Unidade Marítima FPSO Piranema Spirit

Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional SGSO

Descrição da Unidade Marítima DUM

Plataforma FPSO Piranema Spirit



E&P

Revisão 05
JAN/2017



TEEKAY

Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional - SGSO

Descrição da Unidade Marítima – DUM

SGSO-DUM-PLATAFORMA FPSO PRM – 01/2017

**Processo Administrativo na ANP
Nº 48610.013262/2009-29**

Revisão 05

Jan/ 2017



TEEKAY

ÍNDICE GERAL

1	IDENTIFICAÇÃO DA ATIVIDADE	7
1.1	Identificação do Operador Concessionário	7
1.2	Identificação da Instalação de Produção	7
1.3	Localização da Instalação de Produção	8
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	10
2.2.1	Sistemas de Utilidades	10
2.2.1.1	Sistema de Captação e Distribuição de Água Salgada	11
2.2.1.2	Sistema de Água de Resfriamento ("cooling medium").....	11
2.2.1.3	Sistema de Água Doce.....	12
2.2.1.4	Sistema de Água Quente para o Processo.....	13
2.2.1.5	Sistema de Ar Comprimido.....	14
2.2.1.6	Sistema de Tratamento de Água Oleosa	14
2.2.1.7	Sistema de Ar Condicionado e Ventilação	15
2.2.1.8	Sistema de Geração de Gás Inerte	15
2.2.1.9	Sistema de Óleo Diesel	16
2.2.1.10	Sistema de Tratamento de Águas e Efluentes	17
2.2.1.11	Sistema de Coleta, Manuseio e Disposição Final de Resíduos	18
2.2.1.12	Sistema de Queima e Alívio de Gás	18
2.2.1.13	Sistema de Gerenciamento de Substâncias Perigosas	19
2.2.2	Sistema de Lastro	19
2.3	Sistema de Tancagem	20
2.3.1	Sistema de Tancagem	20
2.3.2	Fluxo de Movimentação de Fluidos entre Tanques	21
2.3.2.1	Óleo	21
2.3.2.2	Lastro	22
2.3.2.3	Óleo Diesel	22
2.3.2.4	Água	22
2.3.2.5	Rejeitos	22
2.4	Sistema de Salvatagem.....	23
2.5	Sistema de Ancoragem / Posicionamento	24
2.6	Sistema de Segurança, Detecção e Combate a Incêndio	25
2.6.1	Sistema de Detecção de Fogo e Gás	25
2.6.2	Sistema de Alarme de Emergência.....	26

2.6.3	Sistema de Combate a Incêndio	27
2.6.3.1	Sistema de Combate a Incêndio por Água Salgada	27
2.6.3.2	Rede de Hidrantes.....	28
2.6.3.3	Sistema de Combate a Incêndio por Dilúvio.....	28
2.6.3.4	Sistema Fixo de Combate a Incêndio por Espuma.....	29
2.6.3.5	Sistema Fixo de Combate a Incêndio por INERGEN.....	29
2.6.3.6	Sistema Fixo de Combate a Incêndio por PROINERT	30
2.6.3.7	Sistema Fixo de Combate a Incêndio por "Water Mist" (Água Atomizada).....	30
2.6.3.8	Equipamentos Portáteis de Extinção de Incêndio	30
2.7	Sistema de Movimentação de Carga e Pessoal.....	31
2.7.1	Movimentação de Carga	31
2.7.2	Movimentação de Pessoal	31
2.8	Sistema de Comunicação.....	31
2.8.1	Sistema de Telefonia.....	32
2.8.2	Sistema de Comunicação Pública	32
2.8.3	Sistema de Comunicação de Rádio.....	32
2.8.4	Sistema GMDSS	33
2.8.5	Sistema de Alerta de Segurança do Navio (SSAS).....	33
2.9	Sistema de Geração e Distribuição de Energia Elétrica.....	34
3	DESCRIÇÃO DO PROCESSO DE PRODUÇÃO	36
3.1	Sistema de Produção	36
3.1.1	Sistema de Injeção de Gás	37
3.1.2	Sistema de Injeção de Água	37
3.1.3	Árvores de Natal Molhadas – ANM	38
3.1.4	Válvula de Segurança de Fundo de Poço (DHSV)	39
3.2	Sistema de Processamento de Óleo	39
3.2.1	Sistema de Injeção Química	41
3.3	Sistema de Processamento de Gás.....	43
3.4	Sistema de Exportação do Óleo e Gás	46
3.5	Sistema de Gás Combustível.....	47
3.6	Sistema de Automação, Controle e Parada de Emergência	48
3.6.1	Sistema de Automação e Controle	48
3.6.2	Sistema de Parada de Emergência da Unidade de Produção	49
4	DESCRIÇÃO DA MALHA DE COLETA E INTERLIGAÇÃO COM OUTRAS INSTALAÇÕES.....	52
5	GLOSSÁRIO.....	54

6	ANEXOS.....	58
---	-------------	----

1 IDENTIFICAÇÃO DA ATIVIDADE

1.1 Identificação do Operador Concessionário

Identificação do Concessionário

a) Nome: Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Unidade de Operações de Exploração e Produção de Sergipe e Alagoas– UO–SEAL

b) Endereço: Rua do Acre, 2504 – Bairro Siqueira Campos - Aracaju–SE - CEP 49080–010

c) Telefone: (79) 3212–2002 / 2004 Fax: (79) 3212–2203 / 2277

Identificação do Operador da Instalação

a) Nome: Teekay Piranema Serviços de Petróleo Ltda.

b) Endereço: Rua Zaqueu Brandão, 537 – São José – Aracaju - SE – CEP 49015-330.

c) Telefone: (79) 3226-6150 / FAX (79) 3226-6170.

1.2 Identificação da Instalação de Produção

a) Nome da Instalação: FPSO PRM (FPSO Piranema Spirit)

b) Proprietário: Piranema L.L.C.

c) Número IMO: 9375214

d) Bandeira: Bahamas

e) Sociedade Classificadora: DNV-GL (Det Norske Veritas e Germanischer Lloyd)

f) Classificação: FPSO Unit HELDK CRANE OFFLOADING POSMOOR

g) Ano de Construção: 2007

h) Ano de Conversão: Não aplicável.

i) Ano de Último Upgrade: 2014

1.3 Localização da Instalação de Produção

O FPSO Piranema Spirit está localizado a 37 km da costa, em lâmina de água média de 1.090 metros de profundidade.

As informações da localização são:

a) Bacia: Sergipe e Alagoas

b) Campo: Piranema

c) Coordenadas:

Datum SIRGAS 2000				
ID FEICAO	TIPO FEICAO	NUM VERTICE	LATITUDE	LONGITUDE
Piranema Spirit	Ponto	1	-11:22:21,000	-36:59:30,000

2 DESCRIÇÃO DA INSTALAÇÃO

2.1 Características Principais da Unidade

A Unidade Marítima FPSO Piranema Spirit é uma unidade flutuante de produção, armazenagem e transferência de petróleo (FPSO), de formato cilíndrico e casco duplo, cuja produção é proveniente do Campo de Piranema. A instalação possui as seguintes características:

2.1.1 Características Físicas

a) Comprimento Total: 65,15 m

b) Boca: 65,15 m

c) Pontal: 27,0 m

d) Diâmetro do casco: 60,0 m

e) Arqueação Bruta (Gross Tonnage): 26.523; **Líquida (Net Tonnage):** 11.435

f) Calado máximo: 18,2 m

g) Calado mínimo: 12,2 m

h) Acomodações: 63 pessoas

2.1.2 Características Operacionais

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

Os valores informados são médios, referentes ao ano de 2016:

a) Capacidade de Produção:

- Óleo: 30.000 bbl/dia (4.782,2 Sm³/d)
- Injeção de Gás: 2.400.000 Nm³/dia (capacidade de compressão)
- Gás combustível: 208.000 Nm³/d

b) Produção Atual:

- Óleo: 760 Sm³/d (4780 bbl/d)
- Gás: 1850 KSm³/d

c) Capacidade de Armazenamento de Petróleo: 43.331 m³ (272.544 bbl)

d) Demanda de Combustível:

- Gás Natural: 145.808 Nm³/d
- Diesel: 12 m³/mês

e) Capacidade de armazenamento de combustíveis líquidos

- Diesel: 1.880 m³

f) Demanda e Capacidade de Armazenamento de Água:

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

- Demanda de Água Industrial: 800 m³/mês.
- Capacidade de Armazenamento de Água Industrial: 185 m³.

g) Demanda Média de Energia Elétrica:

- Demanda Total: 2.325 kW
- Demanda do Sistema de Potência: 2.100 kW
- Demanda do Sistema de Iluminação: 150 kW
- Demanda do Sistema de Emergência e Sinalização Marítima: 75 kW

h) Quantidade de Efluentes Gerados:

Água Produzida: 65 Sm³/d

Água Oleosa: 0,3 m³/d

i) Capacidade de Tratamento de Água e Efluentes

Água Salgada: 70 m³/dia

Água Produzida: 1.000 m³/dia

Água Oleosa: 360 m³/dia

2.2 Sistema de Utilidades e Lastro**2.2.1 Sistemas de Utilidades**

A instalação é dotada dos seguintes sistemas:

2.2.1.1 Sistema de Captação e Distribuição de Água Salgada

O sistema de água salgada está equipado com bombas e colunas de captação de água do mar (caixas de mar) e sua função é fornecer a água salgada necessária para as operações de lastro da unidade, refrigeração da planta de processo (sistema "cooling medium") e para os sistemas de utilidades (sistema de combate a incêndio, unidade geradora de hipoclorito, unidade de tratamento de esgoto, unidade de dessalinização, etc.). Depois de atender aos sistemas supracitados, a água retorna então para o mar.

O sistema de captação e distribuição de água salgada é composto de:

Quantidade de Bombas	Descrição	Localização	Vazão de cada bomba
03	Água salgada para refrigeração da planta de processo	Central Shaft	840 m ³ /h
01	Água salgada para o tanque de serviço	Central Shaft	50 m ³ /h
01	Água salgada para o sistema de gás inerte	Central Shaft	300 m ³ /h
02	Água salgada para refrigeração da planta naval	Praça de Máquinas	300 m ³ /h
02	Ejetoras Destiladoras	Praça de Máquinas	30 m ³ /h
04	Combate a incêndio	Praça de Máquinas (02) Central Shaft (02)	500 m ³ /h
02	Selo do Gás Inerte	Central Shaft	6 m ³ /h
02	Lastro	Casa de bombas	1000 m ³ /h

2.2.1.2 Sistema de Água de Resfriamento ("cooling medium")

O sistema de resfriamento com água tem o objetivo de receber a energia térmica em excesso das correntes de processo e dos equipamentos navais. O sistema é fechado e utiliza água industrial (dessalinizada). A água de resfriamento aquecida que retorna do processo e dos equipamentos navais é resfriada nos trocadores de placas, o qual utiliza a água captada do mar como fluido refrigerante.

O sistema de água de resfriamento é formado por:

- Cinco bombas de refrigeração de água, 3 x 1.000 m³/h cada + 2 x 300 m³/h cada;
- Quatro trocadores de calor;
- Um tanque de expansão de água industrial (dessalinizada).

O sistema opera em circuito fechado e troca calor com os seguintes equipamentos:

- Gerador a diesel para serviços gerais;
- Unidades autônomas de ar condicionado;
- Compressores de ar para serviços gerais;
- HPU para máquinas do convés;
- Planta de processo;
- Unidades de HVAC;
- Compressores de nitrogênio;

2.2.1.3 Sistema de Água Doce

A água doce gerada no sistema de dessalinização ou recebida por rebocadores é utilizada para consumo humano ou industrial.

Há duas unidades de produção de água capazes de atender as necessidades da plataforma. Entretanto, a unidade também está equipada com um sistema de água a granel (práticas específicas disponíveis nos procedimentos de marinha). Os operadores da planta naval são responsáveis pela operação e pela manutenção preventiva deste sistema. O sistema é composto por quatro bombas para:

- Produção e recebimento de água com vazão e potabilidade adequados;
- Distribuição de água quente para os consumidores com pressão e temperatura adequados.
- Distribuição de água doce e água potável para os consumidores com pressão e vazão adequados.

FLUIDO	TANQUE	VOLUME (m ³)	TOTAL VOLUME (m ³)
Água Doce	FW Tanque 1 (Espaço de Máquinas)	85	185
	FW Tanque 2 (Espaço de Máquinas)	100	

2.2.1.4 Sistema de Água Quente para o Processo

O sistema de aquecimento ("heating medium") fornece calor para a planta de processo, para o sistema de gás combustível e para o sistema de produção de água industrial.

A água deste sistema é aquecida através de um sistema que recupera o calor residual do gás da descarga das turbinas dos compressores da unidade (WHRU – "Waste Heating Recovery Unit").

O sistema de água quente opera em circuito fechado e inclui as unidades de recuperação de calor residual (WHRU), as bombas de circulação e um vaso de expansão.

Descrição	Quantidade	Atividade / Capacidade / Volume
Vaso de Expansão do Sistema de aquecimento	1	4,5 m ³
Bombas de Circulação Aquecimento 41-PA-001 A/B/C	3	3 x 250 m ³ /h
Unidades de Recuperação do Calor Residual	3	3 x 10 MW

2.2.1.5 Sistema de Ar Comprimido

O fluido de instrumentação utilizado nas áreas de processo e naval é o ar comprimido, oriundo do sistema de ar de instrumentos e distribuído para os diversos instrumentos consumidores. O ar comprimido está dividido em dois subsistemas diferentes:

- Sistema de Ar de Comprimido para Serviços Gerais

O sistema de ar de instrumento para serviços gerais é composto de dois compressores, um reservatório de ar e acessórios (tubos, secadores, alarmes, manômetros, etc.). Ambos os compressores funcionam refrigerados a água, sendo um localizado na área de processo e o outro no "central shaft" (elevação 16700). O sistema é capaz de gerar uma vazão de ar de 400 m³/h a uma pressão de 9 bar. O compressor alimenta um cilindro a partir do qual o ar é distribuído.

- Sistema de Ar para Instrumentação

O sistema de ar para instrumentação é formado por dois compressores, um reservatório de ar e acessórios (tubulação, secadores, alarmes, manômetros, etc.). Ambos os compressores funcionam refrigerados à água e estão localizados na praça de máquinas (elevação 23850) e no "central shaft" (elevação 20700). O sistema é capaz de gerar uma vazão de ar de 113 m³/h a uma pressão de 9 bar. O compressor alimenta o manifold de distribuição de onde o ar é distribuído.

2.2.1.6 Sistema de Tratamento de Água Produzida

A água separada do petróleo na planta de processo (água produzida) é submetida a tratamento para reduzir o teor de óleos e graxas (TOG) ao limite exigido na legislação vigente de maneira que esta água possa ser descartada no mar.

O sistema de tratamento possui capacidade para processar 1.000 m³/dia de água produzida. A água separada na planta de processo (vasos separadores de 1º estágio, 2º estágio e teste) é encaminhada para um conjunto de hidrociclones, onde ocorre a primeira separação física do óleo e da água, e para um flotador a gás, onde ocorre o tratamento final. O óleo recuperado nos hidrociclones e no flotador a gás é encaminhado para a planta de processo (vaso de dreno

fechado e em seguida para o separador de 2º estágio). Ao final do tratamento, a água é encaminhada para descarte no mar.

Caso o tratamento não seja suficiente para enquadrar o TOG da água produzida, esta será encaminhada para armazenamento em um dos tanques de "slop" da unidade para tratamento adicional por meio de centrifugas e descarte no mar dentro da especificação exigida.

Produtos químicos são injetados para quebrar a emulsão petróleo/água (desemulsificante), facilitar a segregação (floculante) e evitar a formação de incrustações (anti-incrustante).

Componentes principais da Planta de Tratamento de Água Produzida:

EQUIPAMENTO	QUANTIDADE	VAZÃO
Bomba Booster de água produzida	2x100%	4,35 m³/h
Hidroclones	3x50%	500 m³/dia
Unidade de flotação de gás	1x100%	1.000 m³/dia
Bombas DGF	2x100%	20 m³/h
Bomba de alimentação das centrífugas	1x100%	15 m³/h
Centrífuga	2x50%	7,5 m³/h

2.2.1.7 Sistema de Ar Condicionado e Ventilação

A unidade possui sistema de ar condicionado que garante a climatização e a pressurização das áreas internas de escritórios, dormitórios, cozinha, refeitórios, salas de estar, banheiros, salas de painéis elétricos, sala de transformadores, sala de controle, salas de baterias, etc.

2.2.1.8 Sistema de Geração de Gás Inerte

O sistema de gás inerte cria uma atmosfera inerte no interior dos tanques de armazenamento de petróleo. A principal função deste sistema é minimizar os riscos de incêndio ou explosão nos tanques por eliminação do oxigênio existente na superfície livre (espaço vazio) destes tanques. O sistema foi projetado para manter os tanques de "carga" (tanques de armazenamento de petróleo) e "slop" inertes com pressão superior à atmosférica. O sistema consiste de:

- Gerador de gás inerte com ventilador

- Tanque de selagem no convés principal
- Torre de lavagem de gás inerte (scrubber)
- Unidade de ventilação de tanque conectada a linha de ventilação comum – suspiros.
- Válvula de pressão e vácuo: cada tanque de carga e “slop” está equipado com válvulas de pressão e vácuo. Além disso, há uma válvula de pressão e vácuo localizada no “vent” na lança do queimador.

O sistema de geração de gás inerte está interligado a um anel de distribuição, o qual está conectado a cada tanque por meio de ramais e válvulas.

Todas as válvulas de ventilação e de gás inerte dos tanques têm monitoramento de posição. A unidade de gás inerte está localizada no “central shaft”. O sistema possui interface de alarme para a sala de controle central da plataforma (CCR).

2.2.1.9 Sistema de Óleo Diesel

O sistema de armazenamento e distribuição de óleo diesel recebe óleo de embarcações através de mangote conectado na estação de recebimento situada a meia nau boreste. Os tanques de armazenamento da unidade são abastecidos por meio da abertura de válvulas na estação de recebimento e válvulas dos tanques de bombordo e boreste. O tanque de sedimentação recebe combustível dos tanques de armazenamento.

Na plataforma o óleo diesel passa por uma rede de 6” e por um filtro provido de transmissor e indicador de pressão diferencial, de pressão e de vazão, e só então segue para os tanques de armazenamento de óleo diesel.

A limpeza de óleo diesel é obtida através de centrífugas do tipo limpeza automática. As centrífugas são alimentadas por bombas centrífugas que aspiram diesel dos tanques de sedimentação, passa por um conjunto de filtros e então direciona o diesel para os tanques de serviço.

O combustível após o tratamento no sistema de purificação é armazenado no tanque de serviço para posterior utilização. A água e o sedimento oleoso proveniente do processo de purificação são armazenados no tanque de resíduos e posteriormente são enviados para o tanque de “slop” sujo.

O sistema de óleo diesel é formado por:

- Dois tanques de armazenamento de MDO (BB, capacidade 1290 m³, BE capacidade 510 m³);
- Um tanque de sedimentação (40 m³ de capacidade);
- Um tanque de serviço (40 m³ de capacidade);
- Uma bomba de transferência "topside" (50 m³/h a 4 bar);
- Duas bombas de abastecimento de MDO (4 m³/h a 4 bar);
- Duas bombas para o sistema de purificação (3 m³/h a 4 bar);
- Duas bombas de transferência de MDO (6 m³/h a 4 bar);
- Duas unidades de purificação (2 x 2,9 m³/h) e filtros duplex.

2.2.1.10 Sistema de Tratamento de Águas e Efluentes

A drenagem de águas pluviais é encaminhada para o sistema de drenagem aberta da plataforma. Estes fluidos são armazenados nos vasos de dreno aberto e posteriormente são enviados para o tanque de "slop" sujo.

O sistema de drenagem aberta é dividido em dois sistemas: um sistema para os equipamentos e áreas do convés de processo e um sistema para os equipamentos e áreas do convés principal.

Os efluentes sanitários gerados a bordo são direcionados para o tratamento biológico na planta da unidade de tratamento de esgoto, que foi projetada para atender um POB de 75 pessoas.

Os efluentes coletados na área naval (praça de máquinas, central shaft e casa de bombas) são recuperados através das bombas de esgotamento e encaminhados para o tanque destinado para o recebimento destes fluidos (tanque de bilge). Deste tanque, os fluidos recuperados são bombeados para o separador água-óleo (SAO).

EQUIPAMENTO	QUANTIDADE	VAZÃO
SAO – Separador de Água/Óleo	1	5 m ³ /h
Bomba de Drenagem – Tanque de Bilge/SAO	1	15m ³ /h
Bombas de Esgotamento - Central Shaft	2	15m ³ /h
Bombas de Esgotamento - Sala de Bombas	2	15m ³ /h
Bombas de Esgotamento - Espaço de Máquinas	2	15m ³ /h

FLUIDO	TANQUE	VOLUME (m³)	VOLUME TOTAL (m³)
Esgoto	Tanque de Bilge (Convés Principal)	9,0	18,0
	Tanque de Recuperação de Óleo (Convés Principal)	9,0	

2.2.1.11 Sistema de Coleta, Manuseio e Disposição Final de Resíduos

Os resíduos gerados a bordo são segregados e depositados em coletores próprios para cada tipo de resíduo, distribuídos nas diversas áreas da unidade, conforme padrão de cores recomendado por legislação aplicável, e enviados a terra para disposição final por empresa devidamente qualificada. A gestão de efluentes e a gestão de resíduos são objetos de verificação do IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio ambiente e dos Recursos Naturais - e tratados conforme procedimentos aprovados pelo referido órgão.

2.2.1.12 Sistema de Queima e Alívio de Gás

O FPSO Piranema Spirit está equipado com sistema de queima e alívio de gás para coletar e queimar gases residuais do processo de forma segura. Basicamente o sistema recebe gases provenientes de válvulas de segurança, válvulas de controle de pressão, válvulas de alívio, válvulas de despressurização ("blowdown"), etc.

O sistema de queima e alívio possui dois queimadores independentes, um operando com alta pressão ("HP Flare") e outro com baixa pressão ("LP Flare"), além de um sistema de ventilação atmosférica. Cada subsistema foi projetado para queima contínua (piloto) e emergencial (despressurizações dos equipamentos do sistema de produção, situações de emergência ou nos casos de falhas de equipamentos).

Cada sistema (HP e LP) possui um vaso separador de líquido ("Knock Out Drum") e uma rede coletora que conduz os gases para os queimadores. O sistema possui bombas (3 x 100%) para coletar o líquido acumulado nos vasos de separação (condensado), sendo uma bomba dedicada para cada vaso e a terceira opera como reserva de ambos os vasos.

Os queimadores possuem um piloto de queima contínua, cujo painel de ignição está localizado no convés de processo próximo a base da torre do queimador. Existe um sistema de indicação da presença de chama no piloto e ignição automática no caso do piloto apagar.

Os sistemas de queima e alívio são purgados continuamente com gás combustível a fim de manter um fluxo positivo e, assim, prevenir a entrada de ar no sistema (refluxo). O sistema reserva de segurança da purga dos queimadores é efetuado com nitrogênio ("back up" do gás combustível).

2.2.1.13 Sistema de Gerenciamento de Substâncias Perigosas

A plataforma possui áreas específicas para armazenamento de produtos químicos. 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 tambores ou bombonas e transferidos para os tanques fixos da unidade.

Os produtos químicos são acompanhados das suas respectivas Fichas de Identificação de Segurança de Produtos Químicos (FISPQ) e o seu controle é realizado pelo Técnico de Segurança, Profissional de Enfermagem e o Almoxarife da unidade.

O descarte de resíduos é feito conforme item 2.2.1.11.

2.2.2 Sistema de Lastro

Há 12 tanques de lastro na UM, com capacidade em cada tanque de 1939,1 m³. O principal propósito do sistema de lastro é manter e controlar a estabilidade e calado da embarcação durante produção e exportação do óleo cru.

FLUIDO	TANQUE	VOLUME (m³)	TOTAL VOLUME (m³)
Lastro (água do mar)	Tanque N.º 1 (BE)	1939,1	23269,2
	Tanque N.º 2 (BE)	1939,1	

	Tanque N.º 3 (BE)	1939,1	
	Tanque N.º 4 (BE)	1939,1	
	Tanque N.º 5 (BE)	1939,1	
	Tanque N.º 6 (BE)	1939,1	
	Tanque N.º 6 (BB)	1939,1	
	Tanque N.º 5 (BB)	1939,1	
	Tanque N.º 4 (BB)	1939,1	
	Tanque N.º 3 (BB)	1939,1	
	Tanque N.º 2 (BB)	1939,1	
	Tanque N.º 1 (BB)	1939,1	

Este sistema possui duas bombas de lastro (BB e BE), com capacidade de 1000 m³/h cada, que podem captar água do mar, movimentar este fluido entre os tanques e efetuar o descarte de volta para o mar.

O sistema é operado por um operador de carga e lastro na sala de controle, a fim de manter a estabilidade da plataforma.

EQUIPAMENTO	QUANTIDADE	VAZÃO
Bomba de Lastro 1 (Casa de Bombas)	1	1000m ³ /h
Bomba de Lastro 2 (Casa de Bombas)	1	1000m ³ /h

2.3 Sistema de Tancagem

2.3.1 Sistema de Tancagem

A estocagem de petróleo na unidade é realizada em 06 tanques que totalizam uma capacidade de 43.331 m³ (272.544 bbl). Além destes, existem dois tanques para armazenamento de resíduos oleosos (tanques de "slop") com capacidade de 2.034 m³ cada um.

O espaço vazio de cada tanque de estocagem de petróleo e de slop são permanentemente preenchidos por gás inerte (ver item 2.2.1.8), de forma a assegurar a inexistência de atmosfera explosiva.

FLUIDO	TANQUE	VOLUME (m³)	TOTAL VOLUME (m³)
Óleo Crú	Tanque Carga – Central N.º 2	8770	43331
	Tanque Carga N.º 1 (BE)	8770	
	Tanque Carga N.º 1 (BB)	8770	
	Tanque Carga N.º 2 (BB)	6782	
	Tanque Carga – Central N.º 1	3457	
	Tanque Carga N.º 2 (BE)	6782	
Óleo Sujo / Sedimentação	Tanque Slop BE	2034	4068
	Tanque Slop BB	2034	

Os tanques de lastros estão descritos no item 2.2.2.

Os tanques de diesel estão descritos no item 2.2.1.9

Os tanques de água estão descritos no item 2.2.1.3

Os tanques de rejeitos estão descritos no item 2.2.1.10

2.3.2 Fluxo de Movimentação de Fluidos entre Tanques

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

2.3.2.1 Óleo

Após o processo de tratamento para separação, o óleo segue por duas linhas para ser distribuído nos tanques de carga, obedecendo a um plano de carga previamente elaborado.

A unidade dispõe de bomba de transferência (700 m³/h) para movimentar o petróleo de um tanque para o outro.

2.3.2.2 Lastro

Ver item 2.2.2.

2.3.2.3 Óleo Diesel

Existe uma estação de recebimento por boreste. O rebocador fica em posicionamento dinâmico e efetua a transferência do óleo através de bombas para os dois tanques de armazenamento. A transferência do diesel entre os tanques de armazenamento e o tanque de sedimentação de óleo diesel, ocorre por bombas de transferência, e a transferência deste para o tanque de serviço de óleo diesel, de onde será consumido, é feita através de 02 purificadores centrífugos de óleo, com função de separar água e/ou condensado que por ventura esteja presente no diesel. Duas bombas de serviço abastecem os consumidores, sendo eles: geradores a diesel, turbinas (quando consumindo diesel) e abastecimentos eventuais em outros equipamentos.

2.3.2.4 Água

A água é recebida em uma estação por boreste, e enviada para dois tanques de armazenamento e consumo. A água industrial também pode ser produzida a bordo, por dois destiladores com capacidade de produção de 30 m³/dia cada.

2.3.2.5 Rejeitos

O sistema de drenagem aberta recebe efluentes oriundos das bandejas coletoras e caixas de drenagem instaladas na plataforma. O sistema é composto por dois vasos que estão localizados no convés principal e na varanda do balcão de risers. A drenagem para os vasos é efetuada por gravidade e os efluentes destinados para o vaso do balcão de risers são bombeados para o vaso do convés principal.

Os efluentes podem ser descartados para o mar, caso atendam aos critérios estabelecidos em legislação específica, ou destinados aos tanques de *slop* da unidade.

2.4 Sistema de Salvatagem

O sistema de salvatagem do FPSO Piranema Spirit é dimensionado de acordo com a NORMAM 01. A instalação é dotada atualmente dos equipamentos de salvatagem descritos abaixo:

Item	Quant.	Características
Embarcação salva-vidas	2	Capacidade de 63 pessoas por embarcação
Bote de resgate	1	6 Pessoas
Balsa salva-vidas inflável	6	Capacidade para 25 pessoas cada
Colete salva-vidas	210	Conforme NORMAM-01, Cap. 9, Anexo 9A
Bóia salva-vidas	17	Com luz sinalizadora
Bóia salva-vidas	4	Com luz sinalizadora e fumaça
Bóia salva-vidas	13	Com cabo de flutuação
Lançador de linha/retinida	6	
Foguete pára-quedas	12	
EPIRB	2	
Radar Transponder	4	
Radio portátil para embarcação salva vidas	5	01 Baleeira BE + 01 Baleeira BB + 03 ICR
Donuts	18	Convés principal: 06 bombordo + 06 boreste + 06 popa

Em caso de situação de emergência e alarme geral, a localização dos "Pontos de Encontro" e "Postos de Abandono" são:

- Ponto de Encontro 1, localizado na sala de TV do piso 4 das acomodações a boreste;
- Ponto de Encontro 2, localizado no Escritório Geral ("Permit Office"), acomodações no piso 2;
- Ponto de Abandono 1: Baleeira 1 com acesso pelo piso 2 (convés de processo) a boreste;
- Ponto de Abandono 2: Baleeira 2, com acesso pelo piso 2 (convés de processo) a bombordo.

O pessoal de comando de incidente e Equipes de Resposta a Emergência devem se apresentar às estações de resposta de incidente designadas dentro do abrigo temporário (alojamento):

- | | | |
|---------------------------------|-----------|--|
| • Sala de Controle de Incidente | Convés 02 | Célula de Comando |
| • Sala de Controle Central | Convés 02 | Célula de Produção |
| • Enfermaria | Convés 03 | Célula de Resposta Médica |
| • Vestiário | Convés 01 | Célula da Equipe Resposta a Emergência 1 |
| • Coordenação de Helicópteros | Convés 07 | Célula da Equipe Resposta a Emergência 2 |
| • Ponto Alternativo Brigada | Convés 07 | Ao lado da estação da Baleeira Bombordo |

2.5 Sistema de Ancoragem / Posicionamento

A ancoragem do FPSO Piranema Spirit é do tipo *Spread Mooring System* em lâmina d'água de 1.090 m. O sistema possui três estações de amarração contendo três linhas de ancoragem em cada. As linhas são do tipo "taut-leg" e são constituídas de amarras de fundo, amarras intermediárias, cabos de poliéster e amarras de topo.

As linhas de ancoragem estão instaladas em "fairleads" e conectadas na superfície a guinchos de ancoragem que possuem células de carga para monitoramento da tensão nas linhas. Na outra extremidade as linhas estão conectadas a estacas do tipo torpedo cravadas no solo marinho.

O sistema de ancoragem é composto por:

- Guinchos de ancoragem;
- Fairleads;
- Segmento superior com 254 metros, amarras de 76 mm (amarra de topo);
- Segmento intermediário de poliéster de 1.200 a 1.340 metros de 120 mm;
- Segmentos intermediários com 5 ou 10 m, amarras de 76 mm (amarras intermediárias);
- Segmento inferior com 200 metros, amarra de 76 mm (amarra de fundo);
- Estacas do tipo torpedo.

Ver "figura 1" em ANEXOS.

2.6 Sistema de Segurança, Detecção e Combate a Incêndio

O sistema de segurança, detecção e combate a incêndio é composto atualmente pelos recursos descritos abaixo.

2.6.1 Sistema de Detecção de Fogo e Gás

a) Detectores de Fogo

A UM está equipada com sensores de calor, detectores de chama infravermelha e fumaça localizados estrategicamente ao longo de suas instalações. Abaixo segue descrição dos equipamentos que compõem o sistema de detecção de fogo.

- Detectores de calor do tipo termovelocimétrico são usados em todas as áreas que não sejam apropriadas para detectores de fumaça, tais como: salas de recreação; cozinha; refeitório, lavanderias; oficina da sala de máquinas, etc.
- Detectores de chama infravermelho são instalados em áreas abertas de ventilação natural onde existe risco elevado de incêndio, tais como o convés principal, áreas fechadas perto de equipamentos acionados por motores a gás e nas instalações de processo onde não sejam instalados sistemas de dilúvio e áreas onde existe manuseio de líquidos inflamáveis.
- Detectores de fumaça estão instalados em todas as áreas fechadas onde se possa prever o estágio inicial de um incêndio, como por exemplo, áreas de alojamentos, sala de máquinas e sala de bombas.

O monitoramento de todos os detectores do sistema é feito através da interface gráfica do sistema integrado de controle e segurança (ICSS) localizada na sala de controle central.

b) Detectores de Gás

A UM está equipada com detectores do tipo infravermelho e de visada ("open path") que estão localizados estrategicamente ao longo de suas instalações. Abaixo segue descrição dos equipamentos que compõem o sistema de detecção de gás.

- Detectores do tipo visada ("open path") são normalmente utilizados em locais com grandes extensões e possibilidade de visada sem obstáculo. Ex: convés principal, balcão de risers, área dos separadores, etc.
- Detectores do tipo infravermelho são os mais comuns e são usados praticamente em toda planta de processo e na entrada dos sistemas de HVAC.

O monitoramento de todos os detectores deste sistema é feito através da interface gráfica do sistema integrado de controle e segurança (ICSS) localizada na sala de controle central.

c) Detectores de H₂

Os detectores de gás hidrogênio estão instalados no compartimento das baterias do compressor Solar e no compartimento das baterias da UPS. Os detectores são do tipo infravermelho e são ativados quando a concentração de H₂ atingir 25% do LEL.

2.6.2 Sistema de Alarme de Emergência

Existem dois sinais de alarme geral, ambos acompanhados de luzes amarelas intermitentes para observação em locais de muito ruído.

- Tom intermitente - indicação para reunião no ponto de encontro
- Tom contínuo de frequência variável - indicação para abandono.

2.6.3 Sistema de Combate a Incêndio

2.6.3.1 Sistema de Combate a Incêndio por Água Salgada

O sistema de combate a incêndio é dividido em primário e secundário. O sistema primário fica na praça de máquinas, nível 2500, e o sistema secundário fica no eixo central ("Central Shaft") no nível 8900. Estes sistemas são abastecidos com água proveniente de duas caixas de mar. Cada sistema está equipado com duas bombas de combate a incêndio de 500 m³/h cada (2 x 50%). Estas bombas possuem um sistema de refrigeração a ar.

O anel de incêndio é mantido pressurizado constantemente. Para tanto, existem duas bombas "jockey", uma instalada em cada sistema, que partem automaticamente caso a pressão da rede de incêndio seja inferior ao ponto de ajuste ("set point").

O sistema é formado pelos seguintes equipamentos:

- 04 bombas de incêndio elétricas e 02 bombas de pressurização do anel de incêndio (bombas jockey);
- Hidrantes duplos de coluna com abrigos de incêndio e mangueiras
- Hidrantes simples de parede com abrigos de incêndio e mangueiras;
- Sistema de dilúvio com pulverização de água do mar ("sprinkler").

Especificações:

Equipamento	Quantidade	Vazão/Capacidade
Bombas de Incêndio de Emergência	2	500m ³ /h
Bombas de Incêndio	2	500m ³ /h
Bombas Jockey	2	Bomba Primária 15m ³ /h Bomba Secundária 50m ³ /h
Mangueiras de Incêndio (externo)	34	1 ½" x 15m
Mangueiras de Incêndio (interno)	36	1" x 15m
Hidrante de Água para Incêndio	17	2 ½"

Existem dois sistemas elétricos independentes para as bombas de combate a incêndio. As bombas pertencentes ao sistema primário estão localizadas abaixo das acomodações e alimentadas pelo gerador de emergência a diesel. As bombas do sistema secundário estão localizadas no "central shaft" e são alimentadas pela geração principal.

O sistema de combate a incêndio por água salgada alimenta os hidrantes, dilúvio e rede de espuma.

2.6.3.2 Rede de Hidrantes

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

2.6.3.3 Sistema de Combate a Incêndio por Dilúvio

A finalidade desse sistema é resfriar os equipamentos adjacentes a alguma área onde esteja ocorrendo um incêndio, mantendo a integridade dos equipamentos e impedindo que o fogo se propague e se torne incontrolável.

O sistema de dilúvio foi projetado para atender 04 principais áreas da planta de processo. Estas estão destacadas a seguir:

- Área de Separação
- Módulos de separação de líquidos ("Scrubber") e refrigeração do sistema de compressão ("Intercooling")
- Módulo de compressão de gás
- Área do Riser/Manifold

2.6.3.4 Sistema Fixo de Combate a Incêndio por Espuma

Equipamentos que compõem este sistema e áreas de cobertura:

Equipamento	Quantidade
Monitor de espuma	9
Tanques	4

- Tanque de espuma da planta de processo AFFF 1% 2.000 l;
- Tanque de espuma da sala de bombas e sala do gerador de gás inerte (IGG), com espuma de alta expansão de 1.000 l;
- Tanque de espuma do convés principal AFFF 1% 3.000 l;
- Tanque de espuma do heliponto AFFF 1% 1.400 l;
- Monitor da área dos Separadores AFFF 3% 200 l; vazão 120m³/h
- Monitor dos tanques de etanol AFFF 3% 2 x 200 l; vazão 120m³/h
- Monitores das paredes corta-fogo AFFF 3% 200 l; vazão 120m³/h
- Monitor da área de transferência AFFF 3% 200 l; vazão 120m³/h

2.6.3.5 Sistema Fixo de Combate a Incêndio por INERGEN

INERGEN é um agente extintor de combate a incêndio aplicável as classes A, B e C, composto por uma mistura de gases que reduzem a concentração de oxigênio do ambiente (inferior a 15%) desfavorecendo a propagação do incêndio.

- Quantidade de cilindros: 5 cilindros.
- Áreas de cobertura: gerador de serviço (2 cilindros), gerador de emergência (2 cilindros) e container do purificador de diesel (1 cilindro).

2.6.3.6 Sistema Fixo de Combate a Incêndio por PROINERT

PROINERT é um agente extintor de combate a incêndio aplicável as classes A, B e C, composto por uma mistura de gases que reduzem a concentração de oxigênio do ambiente (inferior a 15%) desfavorecendo a propagação do incêndio.

- Quantidade de cilindros: 3 cilindros (1 por área de cobertura).
- Áreas de cobertura: Turbo-Geradores (TG-1, TG-2 e TG-3).

2.6.3.7 Sistema Fixo de Combate a Incêndio por "Water Mist" (Água Atomizada)

"Water Mist" é um agente extintor de combate a incêndio aplicável as classes A, B e C. Consiste de um sistema de supressão de incêndio o qual utiliza água pressurizada que é aspergida no ambiente protegido através de bicos de pulverização.

Estes bicos são especialmente concebidos para que a água entre no ambiente na forma de uma névoa extremamente fina e com velocidade elevada. Estas gotículas muito pequenas produzem uma grande área de superfície, proporcionando arrefecimento eficaz do fogo e dos gases, extinguindo o foco de incêndio muito rapidamente.

2.6.3.8 Equipamentos Portáteis de Extinção de Incêndio

Descrição	Quantidade	Peso
Extintor de Pó Químico	59	12 Kg
Extintor de Pó Químico	9	6 Kg
Extintor de Pó Químico	2	2 Kg
Extintor de Pó Químico	2	45 Kg
Extintor de Espuma Portátil	10	9 Litros
Extintor de Espuma Portátil	5	50 Litros
Extintor de Espuma Portátil	3	160 Litros
Extintor de CO2	38	6 Kg
Extintor de CO2	2	20 Kg

2.7 Sistema de Movimentação de Carga e Pessoal

2.7.1 Movimentação de Carga

A UM possui dois guindastes para movimentação de carga, que são utilizados nas operações de carregamento e descarregamento ("backloading") com as embarcações de apoio e de suprimentos. Os guindastes possuem as seguintes características:

Localização	Capacidade	Tipo
Convés Principal bombordo	Principal 25 t	Eletro-hidráulico com lança
Convés Principal boreste	Principal 25 t	Eletro-hidráulico com lança

2.7.2 Movimentação de Pessoal

A movimentação de pessoal é feita preferencialmente por via aérea. A UM possui um heliponto localizado na proa e projetado para receber aeronaves do porte do Super Puma.

Como alternativa, a operação de transferência de pessoal pode ser via marítima. Neste caso o embarque na unidade será por meio de cesta de transbordo, certificada e aprovada, com capacidade para 04 passageiros e movimentada através de guindastes.

2.8 Sistema de Comunicação

Os equipamentos de comunicação estão de acordo com o Sistema Global de Emergência e Segurança Marítima ("Global Maritime Distress and Safety System – GMDSS"), IMO, MODU, SOLAS e outros padrões internacionais.

2.8.1 Sistema de Telefonia

Uma unidade PBX instalada na sala de telecomunicações e unidades de telefones distribuídas por todas as salas da plataforma.

2.8.2 Sistema de Comunicação Pública

O sistema de comunicação pública / alarme geral funciona como um alerta para a equipe da plataforma e permite que alarmes e mensagens de emergência, anúncios gerais e chamadas sejam realizados. O sistema é constituído de alto-falantes localizados estrategicamente em toda a unidade marítima.

O alarme de emergência pode ser acionado pelo sistema de detecção de incêndio e gás e pelo sistema de parada de emergência da unidade. Os alarmes são tanto sonoros quanto visuais e são acompanhados geralmente por uma mensagem de emergência anunciada pelo ICSS por meio do painel de acesso do PA/GA. O sistema PA/GA é mantido por uma fonte ininterrupta de energia ("Uninterrupted Power Supply - UPS").

2.8.3 Sistema de Comunicação de Rádio

As comunicações de rádio são integradas à sala de controle central. O rádio operador modula com as aeronaves diretamente da sala de rádio localizada nas proximidades do heliponto.

Os principais equipamentos que compõem o sistema de rádio:

- Inmarsat, telefone, fax
- Sistema automático de telefone
- Sistema de recepção de som
- Telefone de rádio VHF com um receptor do relógio
- Sistema de comunicação UHF portátil a bordo com 02 repetidores, 01 estação fixa e 06 transceptores portáteis
- Sistema de rádio para operações com helicópteros
- Antena fixa de rádio
- PC network

2.8.4 Sistema GMDSS

Os principais equipamentos que compõem o sistema de comunicação GMDSS são:

- Navtex;
- VHF FM;
- VHF DSC
- MF/HF SSB;
- MF/HF DSC;
- Inmarsat;
- Radar Transponder;
- VHF FM portátil (para botes de resgate);
- EPIRB;

2.8.5 Sistema de Alerta de Segurança do Navio (SSAS)

Todos os navios com mais de 500 toneladas brutas devem possuir um sistema de alerta de segurança do navio (SSAS), que é capaz de levar discretamente o alarme para as autoridades competentes e de rastrear a embarcação, se sua segurança estiver comprometida.

O FELCOM 16 com recurso SSAS baseia-se na estação Inmarsat C móvel de terra. O padrão de desempenho dessa série FELCOM satisfaz os requisitos da IMO MSC.136(76) e MSC.147(77).

O sistema transmite um alerta de segurança quando o navio está sob ataque de piratas, terroristas, etc. Este alerta é direcionado para a administração da bandeira pré-definida em terra, o que permite que esta identifique que o navio está sob ameaça. Este sistema não gera qualquer tipo de alarme áudio/visual na UM, de maneira que não há como detectar que um alerta de segurança está sendo transmitido.

**Quantitativo de Recursos**

Item	Quantidade	Localização
Equipamento GMDSS - Aparelhos de Radiotelefonia R/F	02 FIXO	Sala de controle e sala de rádio.
Radiotelefonia marítima VHF	04 FIXO 01 FIXO	04 na sala de controle e 01 na sala de rádio.
Inmarsat C	01	Sala de controle
Sistema de Alerta para Segurança de Navio Inmarsat C para SSAS	01	Sala de controle
EPIRB	02	01 na sala de ICR e 01 no final do corredor do piso 2 bombordo (próximo a sala do OIM).
Transponder de Radar Tron Sart GMDSS 9 GHZ	01 RADAR 02 SART	01 radar na sala de controle; 01 SART na sala de ICR e 01 no heliponto.
Rádio VHF GMDSS portátil	02	Sala de ICR
VHF Aeronáutico	02	01 na sala de controle e 01 na sala de rádio.
Transceptores UHF e VHF	25 UHF 20 VHF	Portáteis.
Terminal Inmarsat Nera F77	01	Sala de controle.
Alarme de Emergência "Distress":	09	Em todos os equipamentos GMDSS
Sistema de comunicações RigNet satellite (VSAT):	01	Sala de TELECOM
Transceptor Inmarsat C c/SSAS	01	Sala de controle
IP-PABX e Unidade LAN	01	Sala de TELECOM
PA/GA: Interfone/Alarme Geral	02	01 na sala de rádio e 01 na sala de controle.

2.9 Sistema de Geração e Distribuição de Energia Elétrica

O sistema de geração principal do FPSO Piranema Spirit é composto por:

- Três turbo-geradores (TG) que utilizam como combustível tanto o gás quanto o diesel. A capacidade de geração de energia de cada TG é de 1791 kVA / 1430 kW.
- Um gerador de serviço a diesel com capacidade de geração de 1250 kVA / 1050 kW.

O sistema de geração de emergência compreende um gerador a diesel com capacidade de geração de 1250 kVA / 1050 kW.

A distribuição é feita através de um barramento principal de 690 V que alimenta 1 barramento secundário de 440 V.

Características dos principais equipamentos que compõem o sistema:

Equipamento	Quantidade	Potencia (KVA / KW)	Tensão (V)	Frequência (Hz)	Fases
Turbinas	3	1791 / 1430	690	60	3
Gerador de Serviços a diesel	1	1250 / 1000	690	60	3
Gerador de Emergência	1	1250 / 1000	690	60	3

A unidade ainda é provida de conjuntos de baterias (no-breaks estáticos) que garantem o funcionamento de alguns sistemas vitais para segurança da plataforma tais como sistema de comunicação, luzes de emergência, alarme de fogo e gás e sistema de computadores da sala de controle central.

3 DESCRIÇÃO DO PROCESSO DE PRODUÇÃO

3.1 Sistema de Produção

O sistema de produção do FPSO Piranema Spirit é composto por poços produtores e injetores, linhas flexíveis submarinas (produção, injeção de gás e serviço), umbilicais de controle (UEH) e equipamentos submarinos (ANM – Árvores de Natal Molhada). Também faz parte do sistema de produção o sistema de transferência de petróleo (offloading). Nenhum poço é do reservatório do pré-sal e HTHP.

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

Cada poço está provido da sua árvore de natal molhada (ANM), que é operada da plataforma através de uma unidade hidráulica (HPU) e do umbilical de controle.

O umbilical de controle é composto por 09 mangueiras hidráulicas para controle das válvulas da árvore de natal molhada e DHSV (abertura / fechamento), 03 mangueiras de injeção de produtos químicos e cabos elétricos de aquisição de sinais de temperatura e pressão tanto na árvore de natal molhada quanto no fundo do poço.

As linhas flexíveis e umbilicais submarinos estão conectados na árvore de natal molhada através de um equipamento denominado MCV (Módulo de Conexão Vertical) e na plataforma através de risers fixados em sua estrutura.

A UM possui na entrada de cada poço produtor de petróleo um conjunto de válvulas automáticas e manuais para garantir a segurança da unidade (interrupção do fluxo de petróleo e gás) e alinhamento dos fluidos para os sistemas de produção ou teste, assim como válvulas de estrangulamento ("choke") para controle de vazão e pressão. De forma análoga, existem válvulas automáticas, manuais e de controle de pressão e vazão individuais para cada poço injetor de gás.

Após a válvula de estrangulamento dos poços produtores ("choke"), os fluidos produzidos são alinhados para o "manifold" de produção ou teste e, a partir deste ponto, o petróleo será processado de acordo com os requisitos da unidade.

Cada poço de produção está interligado a UM por meio de uma linha de produção, uma linha de serviço e um umbilical de controle. Já os poços de injeção possuem apenas uma linha de injeção e um umbilical de controle.

A UM possui facilidades para lançamento e recebimento de dispositivos (PIG) para limpeza das linhas flexíveis submarinas.

3.1.1 Sistema de Injeção de Gás

A injeção de gás no campo de Piranema é utilizada como mecanismo de recuperação secundária de produção, ou seja, o objetivo é aumentar o fator de recuperação de petróleo dos reservatórios do campo de Piranema.

O sistema de injeção de gás recebe este fluido proveniente do 3º de estágio de compressão, cuja pressão de trabalho é da ordem de 285 bar, e então o encaminha para o "manifold" de injeção, de onde segue para os poços injetores do campo.

O sistema é composto de:

- Manifold de injeção de gás;
- Estação de medição de vazão para cada poço;
- Válvula de estrangulamento ("choke") para cada poço.

3.1.2 Sistema de Injeção de Água

O FPSO Piranema não possui sistema de injeção de água.

3.1.3 Árvores de Natal Molhadas – ANM

Os poços produtores e injetores estão completados com árvore de natal molhada (ANM) do tipo DL-GLL (*Diverless, Guidelineless* – sem operação de mergulho e sem cabos guia) com classe de pressão de 5.000 psi.

A ANM é conectada diretamente ao sistema de cabeça de poço submarino e possui três mandris para recebimento dos módulos de conexão vertical (MCV). Tratam-se do MCV de produção, serviço (anular) e umbilical.

A ANM é constituída de válvulas de acionamento remoto e hidráulico (válvulas mestre, válvulas lateral e “cross-over”), além de válvulas de acionamento local através de ROV (válvulas de pistoneio, válvulas de injeção química, etc.).

As válvulas de acionamento remoto e hidráulico são do tipo gaveta com vedação do tipo metal-metal e operam de acordo com a filosofia de falha segura, ou seja, em caso de falha de qualquer componente, a válvula será fechada mantendo o poço em uma condição de segurança. Estas válvulas são acionadas individual e hidraulicamente a partir da plataforma através da unidade de força hidráulica (HPU) e pelas mangueiras do umbilical de controle.

O umbilical de controle possui duas mangueiras hidráulicas de contingência para abertura das válvulas da ANM de acionamento remoto e hidráulico. Estas válvulas ainda possuem sistema de atuação por *override* (abertura mecânica), mas esta opção deve atender aos critérios estabelecidos em normas específicas.

As árvores de natal possuem sensores para medição de temperatura e pressão do fluido no interior do bloco de válvulas da ANM. Estes sensores também estão instalados na parte inferior das colunas de produção e injeção (PDG - Permanent Downhole Gauge).

A ANM é um equipamento que têm as seguintes funções:

- Interromper o fluxo de petróleo e gás no caso de ocorrência de incidentes operacionais.
- Permitir o acesso à coluna de produção e ao anular do poço durante intervenções com sondas marítimas.

- Permitir a injeção de gás pelo anular do poço para elevação artificial pneumática ("gás lift").
- Permitir a passagem de sinal elétrico de sensores de temperatura e pressão (PDG), instalados na parte inferior da coluna de produção.
- Permitir a passagem de sinal elétrico de sensores de temperatura e pressão instalados na ANM.

3.1.4 Válvula de Segurança de Fundo de Poço (DHSV)

A válvula de segurança de fundo de poço (DHSV) é um dispositivo de segurança posicionado na coluna de produção, que possibilita o isolamento do poço por meio da interrupção do fluxo de petróleo e gás em caso de incidentes que causem danos a ANM.

A válvula DHSV é de acionamento remoto e hidráulico, do tipo "flap" e opera de acordo com a filosofia de falha segura, ou seja, em caso de falha de qualquer componente, a válvula será fechada mantendo o poço em uma condição de segurança. Esta válvula é acionada individual e hidraulicamente a partir da plataforma através da unidade de força hidráulica (HPU) e pelas mangueiras do umbilical de controle.

A instalação possui apenas um poço sem DHSV (SES-149). A classe de pressão das DHSVs instaladas no campo de Piranema é igual ou superior a 5.000 psi.

3.2 Sistema de Processamento de Óleo

A capacidade de processamento é de 30.000 bbl/dia de petróleo e 2.400.000 Nm³/dia de gás.

O sistema de processamento de óleo é do tipo convencional, consistindo basicamente de dois separadores trifásicos de alta pressão (separador de 1º estágio e teste) e de um separador trifásico de baixa pressão (2º estágio / atmosférico). O sistema de separação também está equipado com trocadores de calor do tipo casco e tubo e de placas gaxetadas, cuja função é elevar a temperatura do petróleo ou refrigerar o mesmo de acordo com a etapa do processamento.

O sistema de separação recebe o fluxo de petróleo a partir do "manifold" de produção e de teste. O processo de separação inicia pelo pré-aquecimento do petróleo através de troca térmica com o gás da descarga dos compressores. O pré-aquecimento é realizado em

trocadores de calor do tipo casco e tubo (Allards). O aquecimento do petróleo é necessário para favorecer a separação óleo-gás nos vasos separadores.

A unidade ainda dispõe de outro trocador de calor do tipo casco e tubo para aquecimento adicional do petróleo (Allards). Este trocador está interligado ao sistema de água de aquecimento ("heating medium"), o qual opera em circuito fechado e utiliza a energia térmica do gás queimado na descarga das turbinas dos compressores (WHRU – Waste Heating Recovery Unit) para aquecer a água.

O óleo então segue para os vasos separadores de primeiro estágio e teste (alta pressão), onde ocorre a segregação do gás e do líquido. Neste separador o gás é alinhado para o sistema de compressão ou para a torre de queima e o petróleo para o vaso separador de 2º estágio (atmosférico).

No vaso atmosférico o gás separado é enviado para o compressor "booster" e na sequência para a admissão dos compressores. O petróleo estabilizado é bombeado para o sistema de medição e finalmente resfriado em trocador de placas (Alpha-Laval) antes de ser enviado para os tanques de carga.

O sistema de processamento de óleo é composto de:

- Trocadores de calor do tipo casco e tubo (pré-aquecedor e aquecedor)
- Separador de 1º estágio
- Separador 2º estágio
- Separador de teste
- Bombas de óleo cru
- Estação de medição fiscal
- Trocador de calor para refrigeração do óleo

Especificações de projeto:

Descrição	Volume (m³)	Pressão Projeto (bar)	Pressão Operac. (bar)	Pressão Abertura Válvulas de Segurança (bar)	Tipo	Capacidade
Pré-Aquecedor	Casco 3.5 Tubo 1.4	Casco 40 Tubo 320	Casco 12 Tubo 286	<u>Casco 25</u> <u>Tubo 320</u>	Casco e tubo	8.800 kW
Aquecedor	Casco 0.98 Tubo 0.77	Casco 20 Tubo 40	Casco 12-14 Tubo 12	<u>Casco 18</u> <u>Tubo 40</u>	Casco e tubo	8.800 kW
Separador de 1º estágio	79,410	17,6	8-10	17,6	Casco Cilíndrico Tampo Toriesférico	30.000 bpd
Separador de 2º estágio	79,410	17,6	0 - 1	17,6	Casco Cilíndrico Tampo Toriesférico	30.000 bpd
Separador de teste	79,410	17,6	8-10	17,6	Casco Cilíndrico Tampo Toriesférico	30.000 bpd
Bomba de óleo cru	-	4	4	-	Centrifuga	200 m³/h
Resfriador do óleo cru	91,1litros	10 / 12	4 / 6	-	Trocador de placas	2.300 kW

3.2.1 Sistema de Injeção Química

O sistema de injeção química consiste de uma unidade para injetar produtos químicos nos vasos e equipamentos de processamento de petróleo e gás na superfície e nas instalações submarinas. Além disto, existe outro sistema para a regeneração do glicol e um equipamento portátil para injeção de produtos químicos.

O sistema de injeção química é constituído por tanques de armazenamento, bombas dosadoras, "manifolds" e dispositivos de medição que possibilitam a injeção individual em cada ponto que se faça necessário. A tabela abaixo descreve os pontos e produtos químicos para aplicação na unidade.

Produto Químico	Ponto de Injeção
Inibidor de Parafina	Poços Produtores (ANM)
Etanol	Poços Produtores (ANM e entrada dos poços na plataforma)
	Poços Injetores (ANM)
	Manifold de Injeção de Gás
	Saída do líquido condensando no depurador de 3º estágio
	Saída do líquido condensando da contactora de glicol
Inibidor de Corrosão	Manifold de injeção de gás
	Manifold de Produção e Teste
	Sistema de Regeneração de Gilcol
Anti-espumante	Processo de Separação
	Sistema de Regeneração de Gilcol
Desemulsificante	Processo de Separação
Inibidor de Incrustação	Poços Produtores (ANM e entrada dos poços na plataforma) Tratamento de água produzida
Biocida	Tanques de <i>Slop</i>
<u>Floculante</u>	Tratamento de água produzida
Glicol	Sistema de Regeneração de Gilcol

Os principais componentes do sistema são:

- Tanque de Armazenamento de Inibidor de Parafina
- Tanque de Armazenamento de Etanol
- Tanques de Armazenamento de Inibidor de Corrosão
- Tanque de Armazenamento de Antiespumante
- Tanque de Armazenamento de Desemulsificante
- Tanque de Armazenamento de Inibidor de Incrustação
- Tanque de Armazenamento de Biocida
- Tanque de Armazenamento de Floculante

- Bombas de Inibidor de Parafina
- Bombas de Etanol
- Bomba de Antiespumante
- Bomba de Desemulsificante
- Bomba de Inibidor de Corrosão
- Bomba de Biocida
- Bomba de Inibidor de Incrustação
- Bomba de Floculante
- Filtro de Inibidor de Parafina
- Filtro de Etanol
- Filtro Inibidor de Corrosão

3.3 Sistema de Processamento de Gás

A finalidade do sistema de processamento de gás é condicionar o gás associado para sua utilização como combustível para as turbinas dos compressores de gás, as turbinas dos turbo-geradores, a purga do piloto e a o gás de purificação ("stripping"), sendo o excedente injetado no reservatório através dos poços injetores. Este sistema possui capacidade de processar 2.400.000 Nm³/dia com pressão de descarga de 285 bar.

O sistema é composto por três turbo-compressores, cada um com três estágios de compressão e com trocadores de calor e separadores gás-líquido entre cada estágio. Além de um compressor "booster" e duas torres de desidratação do gás.

O compressor "booster" é composto por dois compressores centrífugos de acionamento elétrico que recebem o gás do separador atmosférico (2º estágio) e elevam a pressão até o valor de sucção dos turbo-compressores.

Os trocadores de calor entre estágios são do tipo casco e placas (Caloperm), placas gaxetadas (Alpha-Laval) e circuito impresso (Heatric).

O gás proveniente dos vasos separadores de 1º estágio e teste são alinhados para um trocador de calor para refrigeração e para um vaso de recuperação de líquidos (condensado) os quais condicionam o gás para as condições de admissão do 1º estágio de compressão. O gás proveniente do vaso separador de 2º estágio é alinhado para um vaso de recuperação de

líquidos e então é comprimido no 1º estágio do compressor "booster", na sequência este gás passa por um trocador de calor e um vaso de recuperação de líquidos, e então é alinhado para o 2º estágio do compressor "booster". A descarga do compressor "booster" está localizada em ponto onde ocorre a união do gás oriundo do vaso separador de 1º estágio e teste.

Após o primeiro estágio de compressão, o gás é alinhado para um trocador de calor e um vaso de recuperação de líquidos, e então, o gás é comprimido no 2º estágio de compressão. Na sequência o gás passa por outro trocador de calor que o direciona para a torre de desidratação do gás. Nesta torre o gás é colocado em contracorrente com o TEG (TriEtilenoGlicol), substância que possui propriedade de absorção da água presente na corrente de gás. A jusante da torre de desidratação existe um vaso de recuperação de líquidos, e por fim, o gás é comprimido no 3º estágio de compressão.

As torres de desidratação encaminham o TEG para a planta de regeneração de glicol. Nesta o TEG úmido (TEG rico) é regenerado e retorna para a torre de desidratação como TEG seco (TEG pobre). Este sistema opera em circuito fechado.

O gás processado é destinado ao manifold de injeção, onde é realizado o alinhamento para os poços injetores de gás. Antes da injeção, a energia térmica do gás processado é utilizada para aquecer a corrente de petróleo que entra na planta de processo por meio de um trocador de calor do tipo casco e tubo. Caso a temperatura do gás processado ainda esteja acima da especificação para injeção ($< 60^{\circ}\text{C}$), existe um trocador de calor do tipo circuito impresso denominado de "trim cooler" para enquadrar a temperatura do gás.

O sistema de processamento de gás está descrito a seguir.

- 03 turbo-compressores de gás centrífugos de 3 estágios cada.
- Trocador de calor do 1º estágio de compressão
- Vaso de recuperação de líquidos do 1º estágio de compressão
- Trocador de calor do 2º estágio de compressão
- Vaso de recuperação de líquidos do 2º estágio de compressão
- Trocador de calor do 3º estágio de compressão
- Torre de desidratação do gás
- Vaso de recuperação de líquidos do 3º estágio de compressão
- Trocador de calor "trim cooler"

- 02 compressores boosters centrífugos (1º e 2º estágio)
- Vaso de recuperação de líquidos do 1º estágio do compressor booster
- Trocador de calor do 2º estágio do compressor booster
- Vaso de recuperação de líquidos do 2º estágio do compressor booster

Especificações de projeto:

Descrição	Volume (m³)	Pressão do Projeto (bar)	Pressão de Operação (bar)	Pressão Abertura Válvulas de Segurança (bar)
Trocador de calor do 1º estágio de compressão	245 litros 238 litros (Cooling Medium CM)	30 / 12 (Quente / Frio)	10	12
Vaso de recuperação de líquidos do 1º estágio de compressão	6.5	40	10	30
Trocador de calor do 2º estágio de compressão	222 litros 214 litros (CM)	40 / 10 (Quente / Frio)	33	10 (CM)
Vaso de recuperação de líquidos do 2º estágio de compressão	3.5	50	33	40
Trocador de calor do 3º estágio de compressão	106 litros	120 / 12 (Quente/ Frio)	88	10 na linha CM 100 na linha do Gás
Vaso de recuperação de líquidos do 3º estágio de compressão	3.1	178	87	120
Trocador de calor "trim cooler"	20 litros Gas 53 litros CM	320 / 12 (Quente / Frio)	286 Gas 600 K CM	320 descarga do compressor
Vaso de recuperação de líquidos do 1º estágio do compressor booster	1,8	17.6	0.5	17.6
Trocador de calor do 2º estágio do compressor booster	89 litros/ 85 litros	17.6 / 10 (Quente / Frio)	4 / 7 (Quente / Frio)	10 (CM)
Vaso de recuperação de líquidos do 2º estágio do compressor booster	1,8	15.6	3	15.6

Descrição	Capacidade de compressão por compressor (Nm ³ /dia)	Rotação Nominal (rpm)	Pressão de Admissão (bar)	Pressão de Descarga (bar)
Compressor do tipo centrífugo com três estágios	1.200.000 (1,013 bar e 15,5 °C)	13.886	1º Estágio 8,0 bar 2º Estágio 30,0 Bar 3º Estágio 85,0 bar	3º Estágio 285,0 bar
Compressor do tipo centrífugo com dois estágios	45.000 (1,013 bar e 0,0 °C)	34.226	1º Estágio 0,5 bar 2º Estágio 2.5 bar	2º Estágio 10,0 bar

Obs: A plataforma possui três turbo-compressores centrífugos com capacidade de processamento de 1.200.000 Nm³/dia cada, mas o sistema foi projetado para operar com duas máquinas simultaneamente.

3.4 Sistema de Exportação do Óleo e Gás

A estocagem de petróleo do FPSO Piranema Spirit é realizada em 06 tanques que juntos perfazem um total de 43.331 m³.

A transferência de petróleo, cuja operação é denominada de "offloading", é realizada com o apoio de navios aliviadores. Estes navios realizam o alívio da produção de óleo da unidade produtora e transportam o óleo até os terminais da Petrobras localizados na costa brasileira.

A transferência do produto entre as duas embarcações é realizada através de mangote flexível de 12 polegadas de diâmetro com 230 metros de comprimento. Este mangote é dotado na extremidade de saída de válvula automática de engate rápido que somente pode ser aberta por meio de mecanismo existente no navio aliviador (sistema BLS).

O FPSO possui 02 bombas de transferência de petróleo (vazão de 1.800 m³/h cada) que são acionadas por motor elétrico. O óleo é exportado pela estação de offloading, onde existe um sistema de medição para fins de custódia.

Não existe exportação de gás no FPSO Piranema Spirit. Todo o gás produzido é utilizado como gás combustível ou injetado nos poços injetores, ou ainda queimado nas torres do "flare".

3.5 Sistema de Gás Combustível

O sistema de gás combustível tem capacidade de processamento de 208.000 Nm³/d, e enquadra o gás para aplicação nos turbo-geradores, turbo-compressores e na planta de regeneração do TEG. O gás combustível também é aplicado como gás de purga para manter o piloto das linhas de alívio do queimador ("flare").

O gás combustível é alimentado por meio de tomada a montante do 3º estágio de compressão. A planta de condicionamento do gás combustível possui um vaso de recuperação de líquidos e um trocador de calor cuja função é elevar a temperatura do gás. Após este rápido processamento, o gás combustível enviado para os respectivos consumidores.

A partida do sistema de gás combustível é realizada com o gás proveniente do 1º estágio de separação ou do sistema de injeção. Neste caso, o gás é aquecido por um aquecedor dedicado para a partida (trocador de resistência elétrica).

Obs: Caso o sistema de gás combustível receba gás proveniente do 1º estágio de separação, a pressão do vaso deve ser aumentada para ajustar-se a pressão de admissão mínima necessária na sucção dos consumidores (turbinas dos turbo-compressores), mas dentro dos limites operacionais dos vasos separadores.

Cada ponto de utilização de gás combustível é dotado de um sistema de medição (placas de orifício) com fins fiscais.

O sistema de gás combustível está descrito a seguir:

- Vaso de recuperação de líquidos
- Trocador de calor (aquecedor)
- Trocador de calor (aquecedor) para a partida

Especificações de Projeto:

Descrição	Volume (m³)	Pressão Projeto (barg)	Pressão Oper. (barg)	Pressão Abertura Válvulas de Segurança (bar)
Vaso de recuperação de líquidos	1.26	45	35	40
Trocador de calor (aquecedor)	Casco 50 litros	45	Casco 15	40
	Tubo 20 litros	45	Tubo 35	
Trocador de calor (aquecedor) para a partida	-	45	35	40

3.6 Sistema de Automação, Controle e Parada de Emergência

3.6.1 Sistema de Automação e Controle

O controle e o intertravamento de segurança da planta de processo e embarcação são executados por um Sistema Integrado de Controle e Segurança (ICSS). O ICSS permite o monitoramento e inspeção da produção "offshore" na Sala de Controle Central (CCR). Isto é realizado através de uma tela/janela que mostra gráficos, fluxogramas de processo e outras estruturas fixas de desenho. Os componentes principais destas estruturas fixas (equipamentos e instrumentos) são animados e possuem indicações de estado como abertura e fechamento de válvulas, partida de bombas, etc. As telas/janelas descrevem a planta de processo e de utilidades navais. O programa supervisor do ICSS fornece uma Interface de Homem-Máquina (IHM) para processos/utilidades, sistemas elétricos, de carregamento/lastro e de segurança de toda a instalação.

3.6.2 Sistema de Parada de Emergência da Unidade de Produção

A função do sistema de parada de emergência é o de garantir que a planta de processo e sistemas de utilidades associados sejam interrompidos quando identificado qualquer desvio que comprometa a segurança da unidade. Ou seja, o propósito do sistema é proteger as pessoas, o meio ambiente e equipamentos das consequências anormais de processo ou situações de risco.

O sistema de parada segura é dividido em Sistema de Parada de emergência ("Emergency Shutdown System" - ESD) e Sistema de Parada de Processo ("Process Shutdown System" - PSD). O sistema de ESD é utilizado principalmente para os casos de detecção de fogo e gás. Já as paradas de processo são ocasionadas por falhas em equipamentos. Cada sistema tem seu controle feito independentemente por dois PLC's (Controlador Lógico Programável) funcionando em modo de redundância.

A parada de emergência ou de processo pode ser iniciada manualmente através de botoeiras ou automaticamente através de sensores (interruptores e transmissores) que detectam qualquer anormalidade proveniente de variáveis de processo e parâmetros de equipamentos em operação. Quando iniciada a parada de emergência, diversas ações para a proteção da unidade poderão ser atuadas de acordo com a configuração da matriz de causa & efeito. Tais ações incluem isolamento de sistemas, despressurização (alívio) de equipamentos e sistemas, interrupção de equipamentos ou do sistema operacional como um todo, partida de bombas de incêndio, fechamento de "dumpers" de ventilação, etc.

A visualização e o acompanhamento de todos os dados de operação são feitos principalmente através das telas dos sistemas de controle de processos ("Process Control System" - PCS) na sala de controle central. Isto é possível devido às interfaces de dados entre o PCS e outros elementos do sistema de controle.

Os pré-alarmes ou alarmes indicam através do PCS quando uma falha operacional ou falha do equipamento provoca um desvio de uma unidade de processo além dos limites operacionais aceitáveis. Se o PCS ou o operador não puder corrigir a situação, então a parada é iniciada automaticamente pelos sistemas de proteção ou manualmente por ação do operador.

Existem quatro níveis de parada de emergência na UM que vão desde a parada de equipamentos não críticos até a paralisação total e seu abandono, além da parada de processo. A lista abaixo está conforme a ordem de prioridade do nível de parada de emergência e de processo.

- ESD-0 (Nível 0): Parada para abandono da unidade (APS);
- ESD-1 (Nível 1): Parada de emergência da unidade (ESD de alto nível);
- ESD-2 (Nível 2): Parada de emergência da produção e despressurização automática (ESD de baixo nível);
- ESD-3 (Nível 3): Parada total do processo;
- PSD: Parada local de processo.

Os critérios a seguir foram utilizados na definição da função de cada um dos níveis de parada de modo a fornecer fases ordenadas e estruturadas para as paradas de emergência da instalação e de processo.

a) ESD-0 (NÍVEL 0): Abandono da Unidade Marítima

Esta ação é decorrente da atuação de uma botoeira de acionamento manual instalada próxima da embarcação salva-vidas, heliponto, ponto de encontro 1 e na sala de controle CCR. Será acionado um alarme sonoro contínuo na instalação, ocorrerá a atuação da parada de emergência de nível 1 (ESD-1), inibição da partida das bombas de incêndio (se não for o caso de incêndio), inibição e parada do gerador de emergência (se não for o caso de incêndio) e o início de contagem regressiva de 60 min para que os sistemas de F&G, PA/GA, ESD, PSD, PCS UPS, Telecoms e CCTV sejam desenergizados. A contagem regressiva tem o objetivo de permitir o abandono da unidade de forma controlada.

b) ESD-1 (NÍVEL 1): Parada de emergência da unidade

O objetivo da parada ESD-1 é parar todo e qualquer tipo de sistema que não seja essencial para a manutenção da vida humana a bordo, mantendo o PCS ("Process Control System") ativo de maneira que haja a monitoração dos sistemas no intuito de promover a tomada de decisões. Consiste na parada total do processo com fechamento automático de todas as SDV's, despressurização e desligamento das utilidades não-essenciais. Essa ação será decorrente da atuação dos sensores de incêndio e gás ou será decorrente de um acionamento manual remoto da sala de controle. Será acionado um alarme sonoro intermitente na instalação.

c) ESD-2 (NÍVEL 2):): Parada de emergência da produção e despressurização automática

O objetivo da parada ESD-2 é advertir a tripulação e conter rapidamente a fonte geradora, evitando que o evento tome grandes proporções e provoque maiores impactos. Consiste na parada total da produção com fechamento automático de todas as SDVs da UM. Esta ação será decorrente de um acionamento manual remoto da sala de controle ou automaticamente conforme descrito nos fluxogramas de engenharia do processo (causa & efeito).

d) ESD-3 (NÍVEL 3) - Parada total de processo e utilidades sem despressurização

É uma ação de parada de proteção iniciada quando ocorre um estado indesejável dentro de um equipamento. A ação de parada é para proteger o sistema ou o equipamento e garantir a operação segura. Na parada (manual ou automática) será gerado um alarme sonoro e visual na sala de controle (CAP, PCS). O equipamento poderá ser parado manualmente pela sala de controle central ou automaticamente. Outros equipamentos não são necessariamente afetados. A ESD-3 deixa o equipamento afetado parado, isolado e pressurizado.

e) PSD - Parada Local de Processo

É uma condição de parada de um determinado sistema que pode ser provocada por uma anormalidade em uma variável de processo ou falha de equipamento. Na parada (manual ou automática) será gerado um alarme sonoro e visual na sala de controle (CAP, PCS) e o equipamento permanecerá isolado até que as devidas ações sejam tomadas.

4 DESCRIÇÃO DA MALHA DE COLETA E INTERLIGAÇÃO COM OUTRAS INSTALAÇÕES

O sistema submarino de coleta e injeção de gás do FPSO Piranema Spirit é composto por cinco (5) poços produtores de óleo e quatro (4) injetores de gás interligados diretamente a plataforma por meio de linhas flexíveis submarinas e umbilicais de controle eletro-hidráulico. Cada poço de produção possui um conjunto ("bundle") com duas linhas flexíveis (produção e serviço/anular) e um umbilical controle. Cada poço de injeção de gás possui um conjunto com uma linha flexível de injeção e um umbilical de controle. Existe uma árvore de natal molhada (ANM) instalada em cada cabeça de poço.

Todas as linhas flexíveis possuem diâmetros internos de 4". São fabricadas em camadas de diferentes materiais e dimensões para atender os requisitos de cada aplicação. Cada uma dessas camadas contribui para resistir à combinação de esforços durante a instalação e operação tais como pressão hidrostática externa, pressão interna do fluido, compressão radial dos sistemas de instalação e tração. Estas linhas conectam os poços produtores e injetores com o FPSO Piranema e são basicamente de dois tipos:

- Estáticas ("flowlines") - que ficam assentadas no fundo do mar;
- Dinâmicas ("risers") - que fazem a conexão das "flowlines" com o FPSO Piranema.

Os teores máximos de CO₂ e H₂S dos fluxos que chegam à unidade são, respectivamente, menor que 1,0% e 0,0%. Os valores médios de RGO e BSW considerando o ano de 2015 foram, respectivamente, 1700 m³/m³ e 1,26 %.

O umbilical consiste em um conjunto de linhas coaxiais (mangueiras) integradas em um único cabo para transmitir suprimentos hidráulicos de baixa e alta pressão (para abertura e fechamento das válvulas da ANM e DHSV), injetar produtos químicos (inibidor de incrustação, inibidor de parafina e inibidor de hidrato) e coletar sinais elétricos para operar e monitorar os poços de produção e de injeção (TPT, PT e PDG).

Não existem dutos para exportação de gás. Todo o gás produzido que é utilizado com fins de consumo e injeção nos poços injetores. Também não existem dutos para exportação de petróleo. O petróleo produzido é transferido para navios aliviadores por meio de mangote

flexível. Os navios aliviadores descarregam o petróleo nos terminais da Petrobras existentes ao longo da costa brasileira.

Para garantia da segurança, o sistema de coleta e injeção possui ainda válvulas de fechamento de emergência (SDV), que fecham automaticamente caso sejam registrados parâmetros fora dos limites de operação. Desta forma, em caso de sinistros, o fluxo é imediatamente interrompido.

5 GLOSSÁRIO

AFFF	Aqueous Film Forming Foam (Filme Aquoso Formação de Espuma)
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.
API	American Petroleum Institute (Instituto Americano de Petróleo).
APP	Análise Preliminar de Perigo
AR	Análise de Risco.
Bacia sedimentar	Área geologicamente deprimida contendo grande espessura de sedimentos, podendo chegar a vários milhares de metros.
BSW	Basic Sediments and Water. Teor de sedimentos e água presente no óleo produzido.
Calado	Altura de uma embarcação que fica abaixo da linha d'água, durante a operação ou em trânsito.
Central Shaft	Compartimento de máquinas, localizado no centro da plataforma
Decks	Diferentes níveis de uma unidade (top deck, seller deck, deck de produção, etc.).
DHSV	Dow Hole Safety Valve – Válvula de Segurança de Subsuperfície - é um componente da coluna de produção (fecha a coluna em emergências).
EPI	Equipamento de Proteção Individual.
EPIRB	Emergency Position Indicating Radio Beacon (Localizador de Emergência por Sistema de Radio)
ESDV	Emergency Shut Down Valve
Fluidos das formações	Fluidos presentes no espaço poroso dos reservatórios.
Formação	Extenso pacote sedimentar com características litológicas semelhantes.
FPSO	Floating Production, Storage and Offloading – Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência.

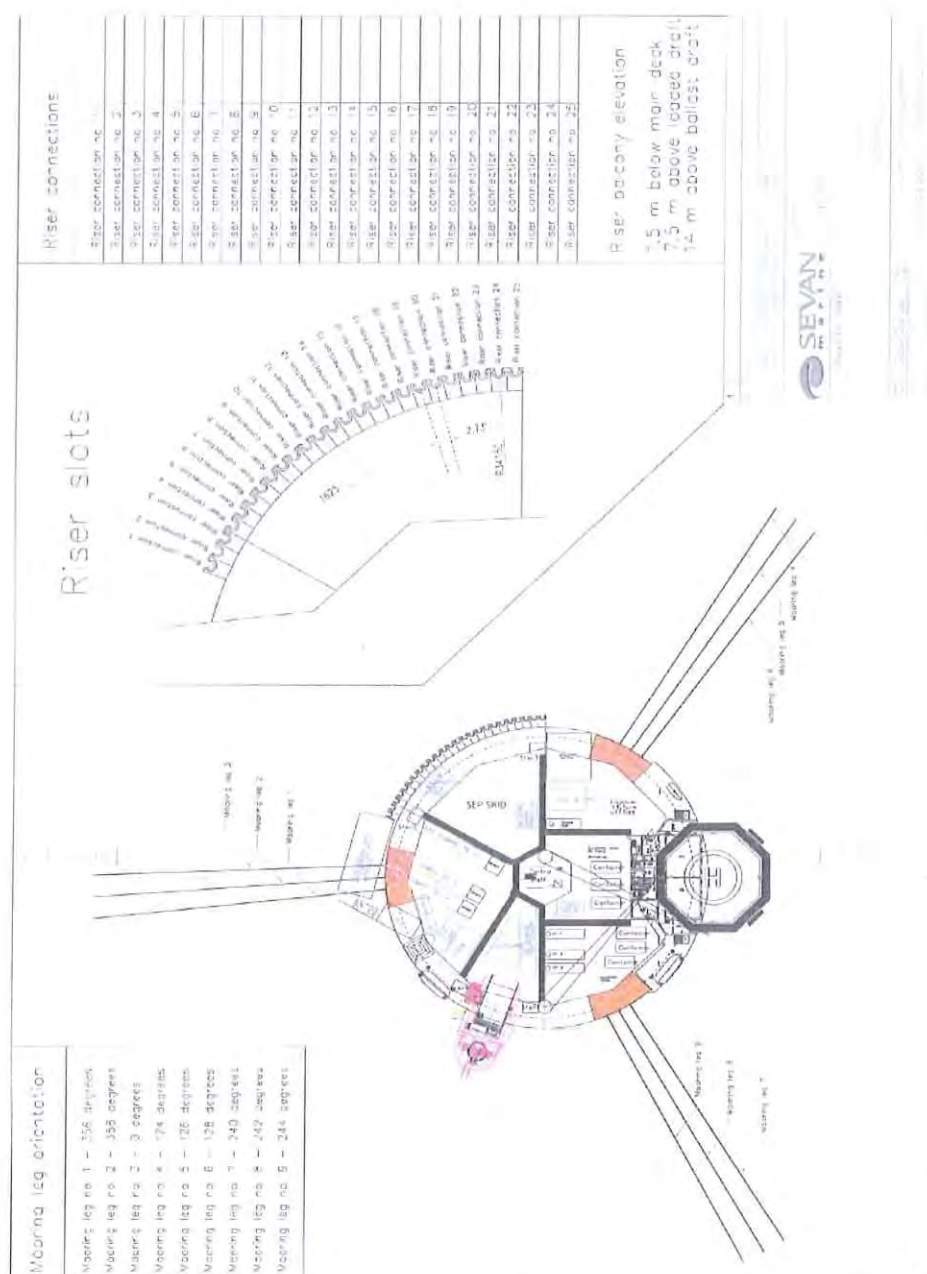
Gás lift (elevação de gás)	Método artificial utilizado para elevação dos fluidos em poços não surgentes.
Gas lift-elevação com gás	Gás introduzido num poço, ou através de uma tubulação, para aliviar a coluna fluida e introduzir um fluxo de produção do reservatório a fluir.
Heliponto	Área da unidade destinada ao trânsito de aeronaves (helicópteros).
HP	High Pressure (Alta Pressão).
HPU	Hydraulic Power Unit (Unidade Hidráulica de Força)
ICSS	Integrated Control and Safety System (Sistema de Controle Integrado e Segurança)
IGG	Inert Gas Generator (Gerador de Gás Inerte)
INMARSAT	International Maritime Satellite Service (Serviço Marítima Internacional de Comunicação via Satélite)
Lâmina d'água	Distância que vai do fundo do mar até a superfície da água.
Linha Flexível Submarina	Tubulação que liga ao FPSO ao sistema submarino. As linhas flexíveis submarinas podem ser de produção ou de injeção. As linhas flexíveis submarinas de produção escoam os fluidos da formação para a FPSO, já as linhas de injeção são utilizados para inserir gás ou água de forma a otimizar a produção.
LP	Low Pressure (Baixa Pressão)
Mangote	Tubulação flexível de transferência (off-loading) de óleo para o navio aliviador ou para um FSO.
Manifold	equipamento de controle de vazão dos poços (Manifold de produção e injeção, etc.).
MDO	Marine Diesel Oil (Óleo Diesel)
Modem	Sistema de comunicação que envolve modulação e demodulação de sinais.
OIM	Offshore Installation Manager: Gerente de Instalação Offshore.
"Off shore"	Relativo a atividades genuinamente oceânicas.
PA/ GA	Public Announcement/ General Announcement (Anúncio Público e Geral)

PIG	dispositivo utilizado na manutenção de tubulações – limpeza
Planta de desidratação	Equipamento destinado a separar a água de outra substância; desumidificador; equipamento utilizado para remover hidrogênio e oxigênio de um composto para evitar a formação de água; equipamento utilizado para remoção de água quimicamente combinada ou água de hidratação; equipamento desumidificador de gases.
Plataforma continental	Extensão do continente sob o oceano; usualmente limitada na profundidade de 200 m.
Poço surgente	Tipo de poço que promove a elevação natural dos fluidos (óleo/água/gás) desde o reservatório até as facilidades da produção.
PTSD	Port Side (Bombordo)
ROV	(Remotely Operated Vehicle) Equipamento do tipo robô, controlado por cabos à partir da plataforma/navio de perfuração, usado para inspeção e realização de serviços a grandes profundidades.
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.
Separador primário bifásico	Vaso localizado no início do processo, promovendo a separação das fases gás / líquido (água + óleo).
Sistema de produção antecipada	Conjunto de equipamentos que possibilita a produção de petróleo de um ou mais poços de um campo antes da instalação de um sistema definitivo.
Sistema Submarino	Sistema composto pelas linhas de fluxo e estruturas submarinas, dentre as quais destacam-se as árvores de natal
SOPEP	Shipboard Oil Pollution Emergency Plan (Plano de Emergência para Poluição de Óleo de Bordo)

STBD	Starboard Side (Boreste)
TOG	Teor de Óleos e Graxas
UM	Unidade Marítima
FPSO	Floating Production Storage and Offloading
Válvula gaveta	Válvula convencional de abre e fecha.
XMTs	Wet "Christmas Tree" (Árvore de Natal Molhada)
WHRU	<i>Waste Heating Recovery Unit</i> - sistema responsável por aquecer a água do sistema de aquecimento e utiliza como fonte de energia os gases de exaustão das turbinas dos turbo-compressores.


6 ANEXOS


Figura 1



Anexo 5

Caracterização Geológica e Geomorfológica na Área do Campo de Piranema

	RELATÓRIO		Nº RL-3257.00-9311-986-PIP-001							
	CLIENTE		SUB/IPSUB/PROJSUB-III					FOLHA		1 de 3
	PROGRAMA							10010242480030		
	ÁREA		PROJETO DE DESMOBILIZAÇÃO DE PIRANEMA, BACIA DE SERGIPE.					NP-1		
SUB/ES/GEO		TÍTULO		CARACTERIZAÇÃO GEOLÓGICA E GEOMORFOLÓGICA PARA FINS DE ANUENCIA						
ÍNDICE DE REVISÕES										
REV.	DESCRIÇÃO E/OU FOLHAS ATINGIDAS									
0	EMISSÃO ORIGINAL									
	REV. 0	REV. A	REV. B	REV. C	REV. D	REV. E	REV. F	REV. G	REV. H	
DATA	09/01/2018									
PROJETO	SUB/ ES/GEO									
EXECUÇÃO	EDIANE/JONNE									
VERIFICAÇÃO	ALEXSANDRE									
APROVAÇÃO	BRUNO MENDONÇA									
ESTE DOCUMENTO É DE PROPR EDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIB DA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE.										
FORMULÁRIO PERTENCENTE A PETROBRAS N-381 REV. L.										

	RELATÓRIO	Nº RL-3257.00-9311-986-PIP-001	REV. 0
	PROJETO DE DESMOBILIZAÇÃO DE PIRANEMA, BACIA DE SERGIPE.		FOLHA 2 de 3
	TÍTULO CARACTERIZAÇÃO GEOLÓGICA E GEOMORFOLÓGICA PARA FINS DE ANUENCIA		NP-1

Dados Gerais

Solicitante:

Francisco Cesar de Souza Ramos Carneiro

Data da Solicitação: 03/01/2018

Serviço Solicitado:

Fornecer informações geológicas/geomorfológicas do fundo marinho, para área de desmobilização de Piranema.

Finalidade:

Composição da documentação do PD para o projeto de Desmobilização de Piranema.

Coordenadas dos vértices da área de Estudo:

Leste (X)	Norte (Y)
718036.16	8743921.85
721709.05	8743921.85
721709.05	8741310.61
718036.16	8741310.61

Projeção: UTM **Zona:** 24 S **Datum:** SIRGAS2000

Fonte de Dados

Sísmica 3D: BMSEAL 12.

Batimetria: BMSEAL 12.


Amostras Geológicas/Geotécnicas: GL-608, GL-605A/JPC-605, JPC-601A e GL/JPC-606

Projeção: UTM **Zona:** 24 S **Datum:** SIRGAS2000

Observação:

Foi utilizado o seguinte relatório de referência: 972.302/05 e também RSA 104/2017.

Destaca-se que a área de estudo é coberta apenas por sísmica convencional 3D. Neste tipo de dado, devido a limitações relacionadas a sua resolução, não foi possível identificar feições/alvos refletivos com dimensão inferior a 75 metros de diâmetro.

	RELATÓRIO		Nº	RL-3257.00-9311-986-PIP-001	REV.	0
	PROJETO DE DESMOBILIZAÇÃO DE PIRANEMA, BACIA DE SERGIPE.				FOLHA	3 de 3
	TÍTULO					
CARACTERIZAÇÃO GEOLÓGICA E GEOMORFOLÓGICA PARA FINS DE ANUENCIA				NP-1		

Fisiografia e composição do solo

O fundo marinho na área do Bloco de Piranema exhibe fisiografia que abrange aproximadamente 5% da Plataforma Continental Externa e 95% do Talude Continental sob profundidades superiores a 140m. Na porção norte do bloco, o talude apresenta uma morfologia complexa, dominada por cânions, ravinas e cabeceiras que adentram a plataforma continental. Na porção sul, o talude é mais suave, com somente alguns sulcos, escavações e afloramentos.

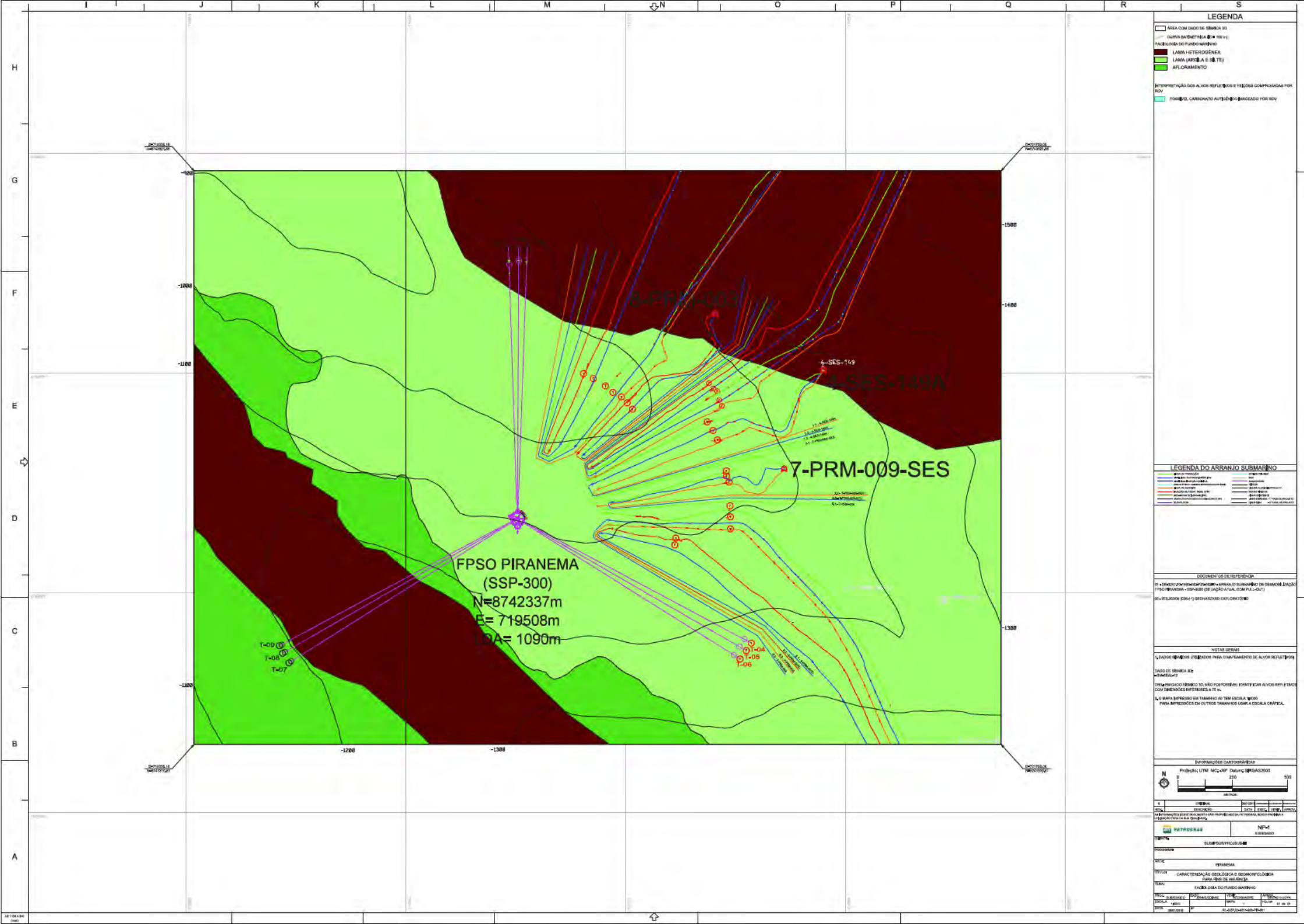
O fundo marinho da área é constituído por Lama (silte e argila), Afloramento, Lama heterogênea e Possíveis Carbonatos Antigênicos (Vide mapa em anexo).

Anexo

Mapa 1 – Mapa Faciológico do fundo marinho

ESTE DOCUMENTO É DE PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE.

FORMULÁRIO PERTENCENTE A PETROBRAS N-381 REV. L.



Anexo 6

Relatório de Avaliação Ambiental ao Longo da Rota das Linhas Submarinas do Sistema de Coleta do FPSO Piranema

Análise Ambiental para o Descomissionamento do FPSO Piranema

Relatório de Avaliação Ambiental



E&P

Dez/2017

Análise Ambiental para o Descomissionamento do FPSO Piranema

Relatório de Avaliação Ambiental

Revisão 00
Dezembro/2017



E&P

ÍNDICE GERAL

CONTROLE DE REVISÕES.....	2
ÍNDICE GERAL.....	3
FIGURAS.....	4
TABELAS E QUADROS	5
I – INTRODUÇÃO.....	6
II – OBJETIVO.....	7
III – METODOLOGIA.....	8
IV - RESULTADOS.....	11
IV.1 – Caracterização de Fundo	11
IV.2 – Informações Biológicas.....	14
V – CONCLUSÕES	16
VI – EQUIPE TÉCNICA	17

FIGURAS

FIGURA	PÁG.
Figura III-1: Dutos analisados para o descomissionamento do FPSO Piranema.	10/17
Figura IV.1-1: Obstáculos naturais observados durante a análise de vídeos de inspeção recuperados dos dutos do FPSO Piranema.	12/17
Figura IV.1-2: Obstáculos naturais observados na rota dos dutos do FPSO Piranema. A: Possível carbonato autigênico no PO_PRM-004 (ON_2). B: Possível carbonato autigênico no GL_PRM-004 (ON_3). C-D: Feição abrasiva não classificada no IG_PRM-013D (ON_7 e ON-5, respectivamente). E: Possível carbonato autigênico no PO_PRM-012 (ON_1). F: Possível carbonato autigênico no GL_PRM-012 (ON_11).	13/17
Figura IV.2-1: Exemplos de organismos observados próximos aos dutos do FPSO Piranema. A. Octocoral (ordem Alcyonacea) no trecho flow do PO_PRM-012. B. Octocoral (ordem Alcyonacea) com equinodermos associados (ordem Euryalida) no trecho flow do IG_PRM-003. C. Octocoral (ordem Antipatharia) no trecho flow do UEH_PRM-005. D. Porifera (classe Hexactinellida) no trecho flow do PO_PRM-005.	15/17

TABELAS E QUADROS

TABELAS E QUADROS	PÁG.
<i>Tabela III-1: Vídeos de inspeções pretéritas analisados para o descomissionamento do FPSO Piranema.</i>	09/17

I – INTRODUÇÃO

O FPSO Piranema está localizado no campo de Piranema, na Bacia Sergipe-Alagoas, entre as lâminas d'água de 950-1000 m.

A previsão é de que esta unidade encerre suas atividades em fevereiro de 2019*. Por esta razão, foi solicitada a avaliação ambiental do entorno do FPSO Piranema, para subsidiar seu descomissionamento.

Esta locação se encontra em uma região para a qual não há indicativo de alvos refletivos, segundo dados geofísicos de Sísmica 3D da Geologia Marinha. Entretanto, alvos com dimensões menores que 75 m não puderam ser identificados pelo levantamento geofísico.

* Uma vez que esse documento foi emitido em dezembro/2017, a data de encerramento da produção do FPSO Piranema está desatualizada. Conforme apresentado no item 15 do PDI, o fechamento dos poços e parada de produção ocorrerá em maio de 2020.

II – OBJETIVO

- Avaliar, através de vídeos de inspeção recuperados, a presença/ausência de obstáculos naturais ao longo da rota dos dutos do FPSO Piranema, visando sugerir possíveis interferências em seu descomissionamento;
- Caracterizar os obstáculos naturais de acordo com o tipo de substrato e de organismos presentes.

III – METODOLOGIA

Os vídeos analisados foram obtidos entre junho de 2009 e fevereiro de 2017 (Tabela III-1). A análise dos vídeos visou a caracterização do fundo marinho para identificar a presença de obstáculos naturais (como, por exemplo, bancos de corais e possíveis carbonatos autigênicos) presentes rota dos dutos do FPSO Piranema (Figura III-1).

Foram feitas capturas digitais do substrato, através do software VLC, e as informações de coordenadas, profundidade, data e hora, tipo de substrato e identificação dos organismos foram registradas em uma planilha de campo.

O sistema de projeção cartográfica utilizado foi o UTM, e a localização ocorreu no fuso 24S (MC 39°W), nos sistemas geodésicos de referência ARATU-SEAL e SIRGAS 2000.

Tabela III-1: Vídeos de inspeções pretéritas analisados para o descomissionamento do FPSO Piranema.

Poço	Duto
PRM-02D-SES	IG
	UEH
PRM-03-SES	IG
	UEH
PRM-04D-SES	GL
	PO
	UEH
PRM-05-SES	GL
	PO
	UEH
PRM-7D-SES	IG
	UEH
PRM-09-SES	GL
	PO
PRM-012-SES	GL
	PO
PRM-013D	IG
	GL
SES-149A	PO
	UEH

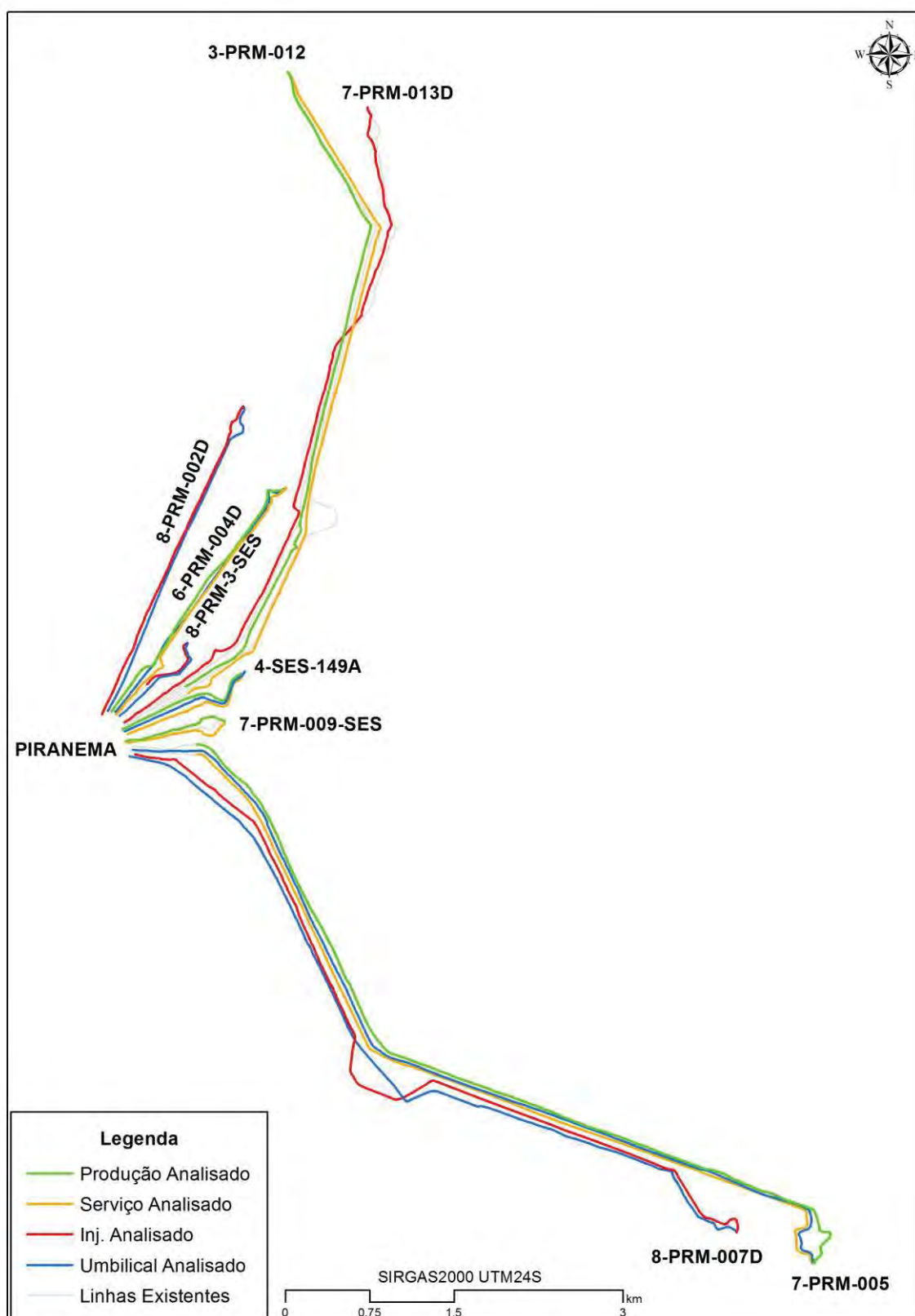


Figura III-1: Dutos analisados para o descomissionamento do FPSO Piranema.

IV - RESULTADOS

IV.1 – Caracterização de Fundo

Durante a análise dos vídeos de inspeção recuperados, foi possível observar que o substrato na região é predominantemente composto por sedimento e fragmentos de possíveis carbonatos autigênicos. Foram observados 16 obstáculos naturais, dos quais cinco são pontuais. Os obstáculos naturais foram identificados como feição abrasiva não classificada ou como possíveis carbonatos autigênicos (Figura IV.1-1). A confirmação como carbonato autigênico só é possível através de coletas.

As feições consideradas obstáculos naturais foram as que apresentaram maior porte e que podem oferecer risco à integridade dos dutos (Figura IV.1-2).

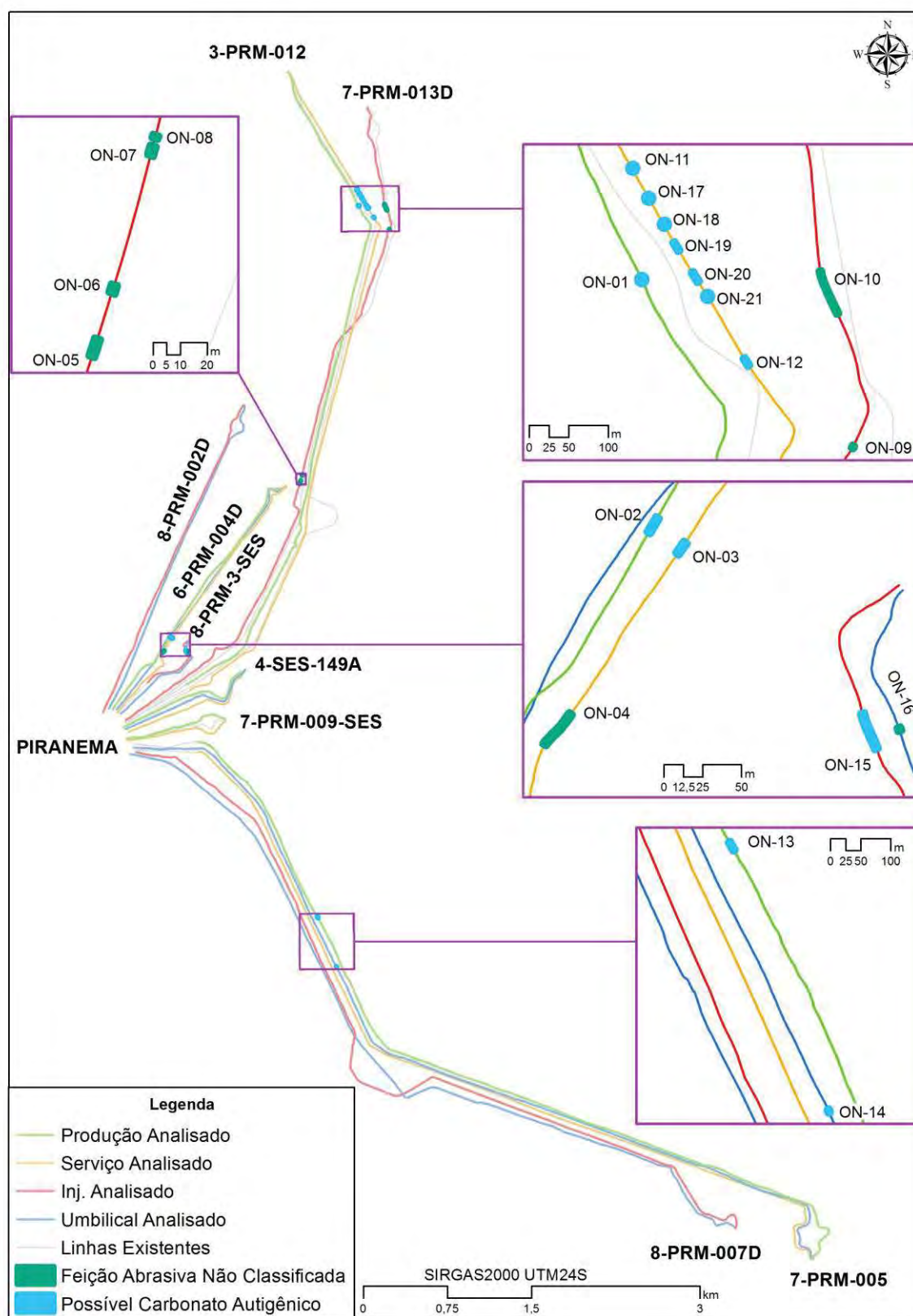


Figura IV.1-1: Obstáculos naturais observados durante a análise de vídeos de inspeção recuperados dos dutos do FPSO Piranema.

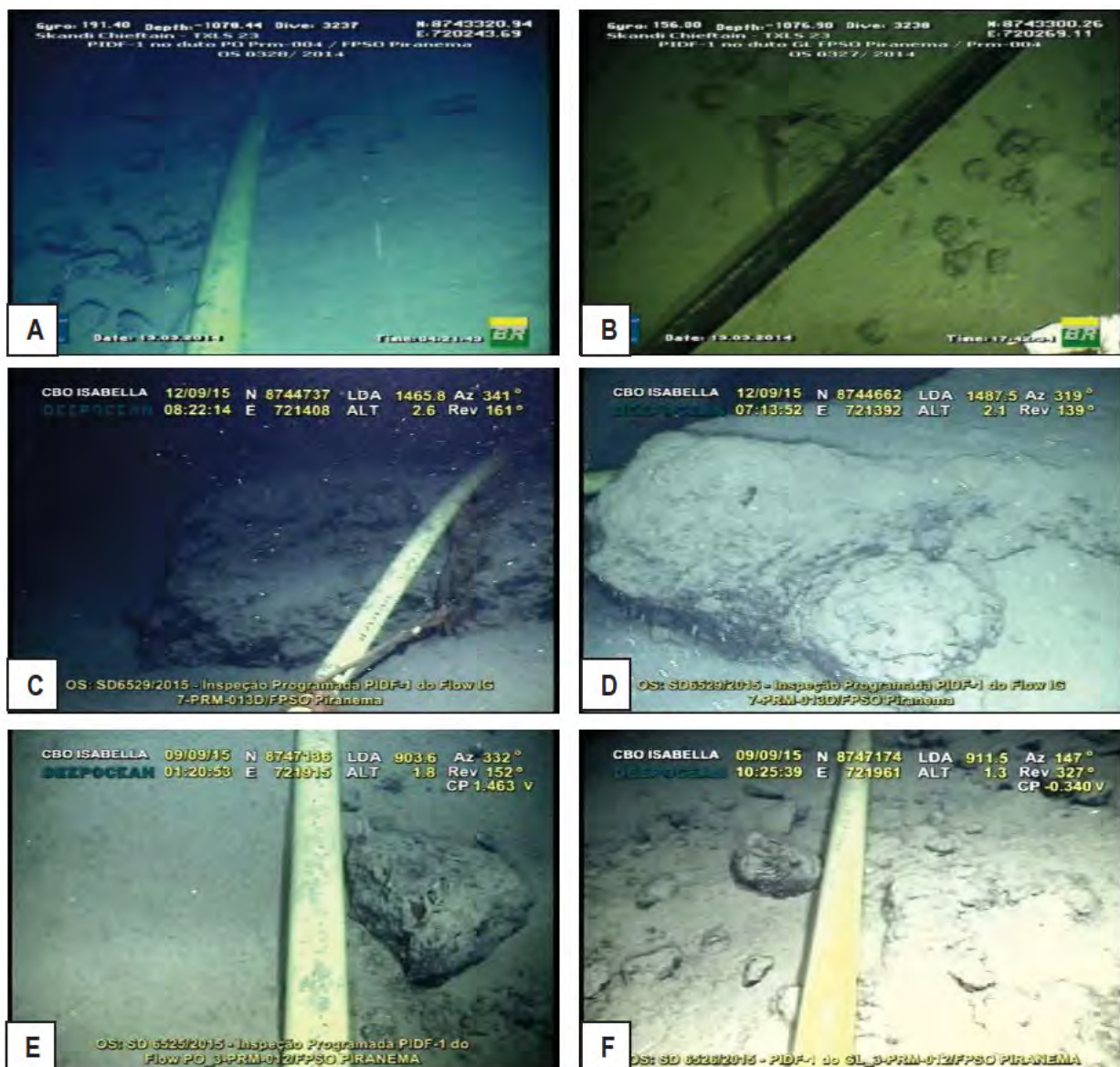


Figura IV.1-2: Exemplos de obstáculos naturais observados na rota dos dutos do FPSO Piranema. **A:** Possível carbonato autigênico no PO_PRM-004 (ON_2). **B:** Possível carbonato autigênico no GL_PRM-004 (ON_3). **C-D:** Feição abrasiva não classificada no IG_PRM-013D (ON_7 e ON-5, respectivamente). **E:** Possível carbonato autigênico no PO_PRM-012 (ON_1). **F:** Possível carbonato autigênico no GL_PRM-012 (ON_11).

IV.2 – Informações Biológicas

Durante a análise ambiental dos obstáculos naturais, foi observada a ocorrência de organismos pertencentes aos filos Cnidaria (octocorais das ordens Alcyonacea e Antipatharia), Echinodermata (ordem Euryalida), Porifera (classe Hexactinellida) e Arthropoda (ordem Decapoda) (Figura IV.2-1).

Não foram observadas colônias de corais pétreos formadores de banco associadas aos obstáculos naturais.

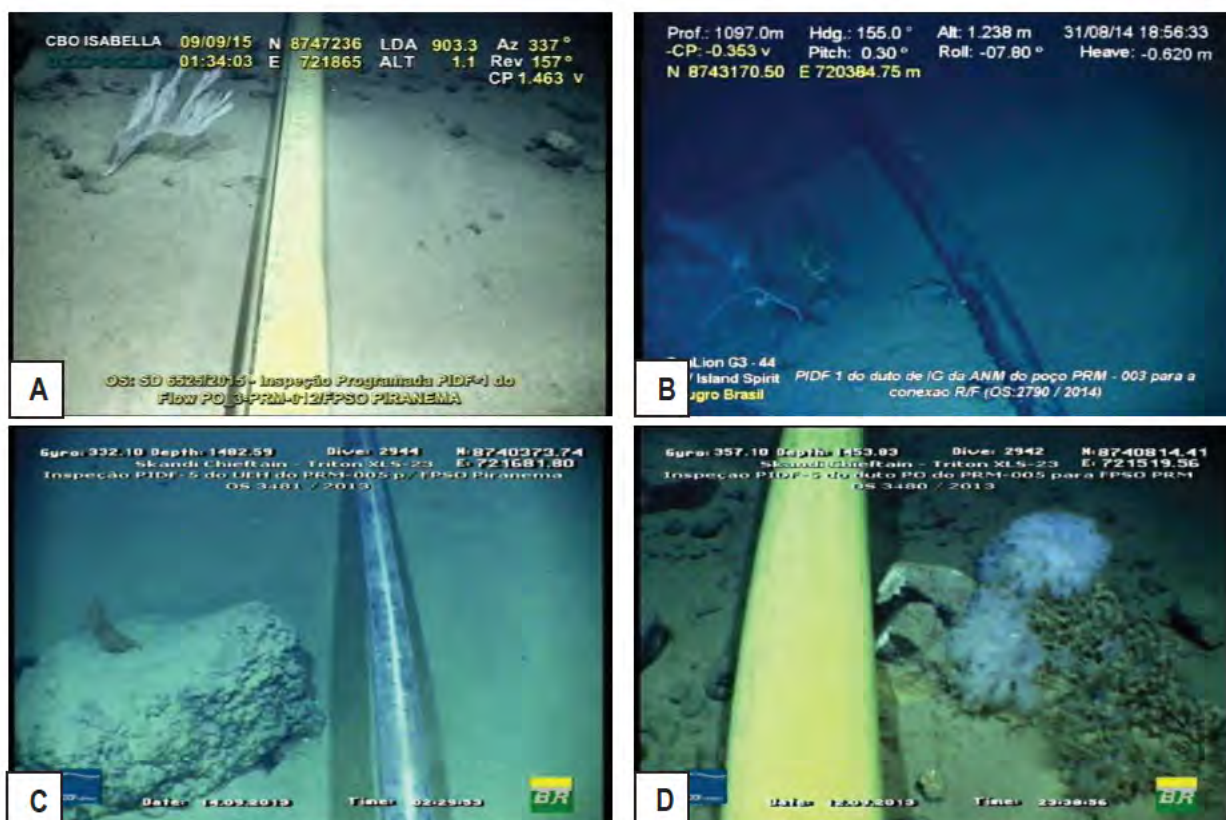


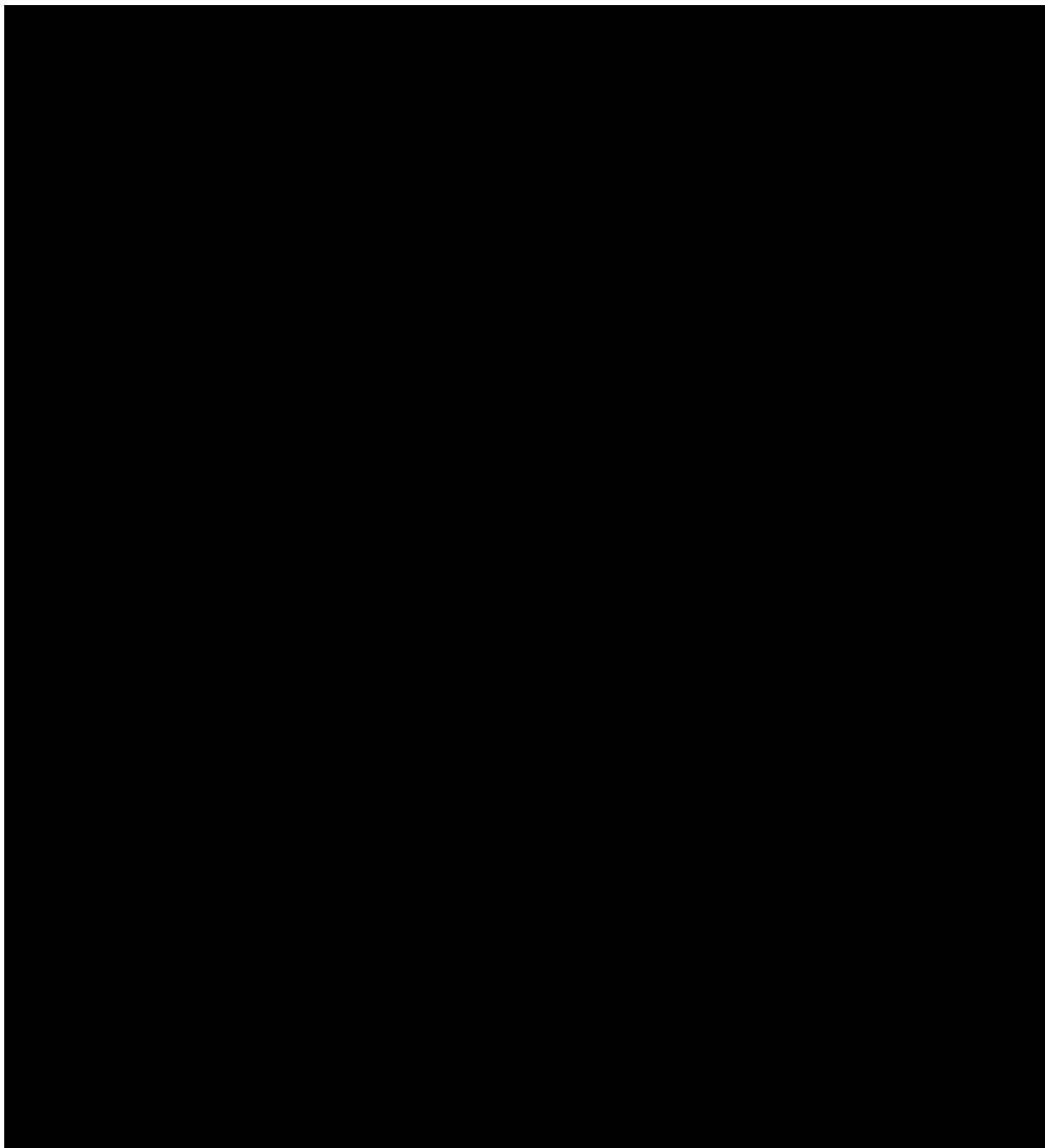
Figura IV.2-1: Exemplos de organismos observados próximos aos dutos do FPSO Piranema. **A.** Octocoral (ordem Alcyonacea) no trecho flow do PO_PRM-012. **B.** Octocoral (ordem Alcyonacea) com equinodermos associados (ordem Euryalida) no trecho flow do IG_PRM-003. **C.** Octocoral (ordem Antipatharia) no trecho flow do UEH_PRM-005. **D.** Porifera (classe Hexactinellida) no trecho flow do PO_PRM-005.

V – CONCLUSÕES

Através dos vídeos analisados foi possível concluir que o substrato no entorno dos dutos do FPSO Piranema é composto por sedimento, intercalado por formações de pequeno porte classificadas como feições abrasivas não classificadas ou como possíveis carbonatos autigênicos.


Não foram observadas colônias de coral pétreo formador de banco, associadas aos obstáculos naturais. Cabe salientar, que os obstáculos naturais encontrados não foram percorridos em toda sua extensão, pois os vídeos analisados são de cunho operacional e possuem limitação quanto à visada da câmera, que é de, aproximadamente, um metro para cada lado do duto. No entanto, pelo que foi avaliado na região, há baixa probabilidade de ocorrência de corais formadores.

VI – EQUIPE TÉCNICA



Anexo 7

Relatório Técnico de Avaliação Radiométrica (NORM) na Planta de Processamento do FPSO Piranema

	RELATÓRIO		Nº: 2018/001-UO-SEAL_SMS_SEG						
	CLIENTE:		UO-SEAL					FOLHA: 1 de 8	
	PROGRAMA:								
	ÁREA:								
	TÍTULO:		Relatório Técnico de Avaliação Radiométrica (NORM)					UO-SEAL/SMS	
								CORPORATIVO	
ÍNDICE DE REVISÕES									
REV.	DESCRIÇÃO E/OU FOLHAS ATINGIDAS								
0	Emissão Inicial								
A	Revisão A - Revisão textual nas folhas 03, 04, 05 e Anexo 1.								
	REV. 0	REV. A	REV. B	REV. C	REV. D	REV. E	REV. F	REV. G	REV. H
DATA	20/04/2018	25/04/2018							
PROJETO	NA	NA							
EXECUÇÃO	Marcelo (KEF3)	Marcelo (KEF3)							
VERIFICAÇÃO	Emmanuel (KAZ9)	Emmanuel (KAZ9)							
APROVAÇÃO	Maximino (CYS6)	Maximino (CYS6)							
AS INFORMAÇÕES DESTE DOCUMENTO SÃO PROPRIEDADE DA PETROBRAS, SENDO PROIBIDA A UTILIZAÇÃO FORA DA SUA FINALIDADE.									
FORMULÁRIO PERTENCENTE A PETROBRAS N-XXXX REV. X.									

**RELATÓRIO**

Nº 2018/001-UO-SEAL_SMS_SEG

REV.

FOLHA 2 de 6

TÍTULO:


**Relatório Técnico de Avaliação Radiométrica
(NORM)**

UO-SEAL/SMS

CORPORATIVO

Í N D I C E G E R A L

Item	Descrição	Pág
01	INTRODUÇÃO	03
02	OBJETIVO	03
03	DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	03
04	NORMAS DE REFERÊNCIA	03
05	PROCEDIMENTOS	03
06	RESULTADOS	04
07	RECOMENDAÇÕES	05
08	ANEXOS	06

	RELATÓRIO	Nº 2018/001-UO-SEAL_SMS_SEG	REV.
			FOLHA 3 de 6
	TÍTULO: Relatório Técnico de Avaliação Radiométrica (NORM)		UO-SEAL/SMS
		CORPORATIVO	

1. INTRODUÇÃO

O relatório a seguir apresenta os resultados do Levantamento Radiométrico realizado na Plataforma de Piranema para identificação de NORM (Material Radioativo de Ocorrência Natural).

As medições foram realizadas desde a chegada do óleo na Unidade Marítima (UM) até as linhas e os equipamentos do Sistema de água produzida através de varredura, para obter maior registro, utilizando um medidor de radiação, efetuando medições de Nível de Radiação de Superfície (NRS) e a 1 m de distância desta, tomando como referência o nível de radiação de fundo (*background* = BG), medido na sala da Fiscalização da Petrobras.

A metodologia utilizada para o levantamento radiométrico está apresentada no Item 5, os resultados e recomendações estão apresentados nos Itens 6 e 7, e os resultados das medições do levantamento radiométrico no Anexo I deste Relatório.

2. OBJETIVO

O objetivo deste relatório é apresentar os resultados do Levantamento Radiométrico realizado no FPSO Piranema, por solicitação da gerência da UO-SEAL/ATP-ALSM/OP-SM, em virtude de medições realizadas pela operadora da Plataforma, terem sinalizado níveis de radiação de superfície (NRS) em valores significativos (NRS > 0,5 µSv/h).

3. DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

Posição Regulatória-3.01/001:2011;
PE-1PBR-00244 - MS – Identificação e Gerenciamento de NORM no E&P.

4. NORMAS DE REFERÊNCIA

CNEN-NN-3.01:2014 – Diretrizes Básicas de Proteção Radiológica;
CNEN-NE-8.01:2014 – Gerência de Rejeitos Radioativos de Baixo e Médio Níveis de Radiação.

5. PROCEDIMENTOS


5.1. Materiais e equipamentos

Equipamentos e materiais descritos no Anexo I deste relatório.

5.2. Metodologia

A varredura, com o medidor de radiação, foi realizada nos equipamentos e nas linhas, com possibilidade de acúmulo de resíduo sólido, a seguir:

- Recebedor de PIG do PRM-12.;
- Recebedor de PIG do PRM-9;
- Manifold Produção e Teste do PRM-9;
- Tanque de Sludge da Centrífuga;
- Filtro da bomba de Alimentação da Centrífuga;
- Tanque de água oleosa do Main deck;
- Tanque de Bilge do Main Deck;
- Entrada de água do Tanque do Slop (BB);
- Vaso dreno fechado;
- Vaso dreno aberto;

	RELATÓRIO	Nº 2018/001-UO-SEAL_SMS_SEG	REV.
			FOLHA 4 de 6
	TÍTULO: Relatório Técnico de Avaliação Radiométrica (NORM)		UO-SEAL/SMS CORPORATIVO

k. Vaso de dreno aberto do balcão de Riser;
 l. Vaso de dreno fechado do balcão de Riser;
 m. Hidrociclones;
 n. Bombas de flotação;
 o. Vaso da GFU;
 p. Filtros da Bomba Booster;
 q. Vaso Separador de Teste;
 r. Vaso Separador de Produção;
 s. Vaso Separador 2º Estágio;
 t. Aquecedor Óleo-Água;
 u. Slop tanque (BB);
 v. Bomba de óleo Cru;
 w. Recebedor de Pig do PRM-05;
 x. Manifold Produção e Teste do PRM-5.

Atendendo ao Item 3.3.4 do padrão PE-1PBR-00244 (MS–Identificação e Gerenciamento de NORM no E&P), foram analisadas áreas de equipamentos com possibilidade de formação de incrustação, que não necessariamente está ligada à presença de Resíduo do tipo NORM. Os possíveis pontos com possibilidade em encontrar níveis de radiação acima da radiação de fundo foram investigados, efetuando-se leituras do NRS e a 1 metro da superfície.


A metodologia utilizada, está alinhada a teoria defendida por vários autores de publicações sobre NORM:

O NORM está presente na nossa vida cotidiana e é caracterizado pela presença de radionuclídeos em certas substâncias encontradas na natureza. O problema começa quando ele é concentrado ou tecnologicamente aumentado, durante o processo de produção, por exemplo. As mudanças de temperatura, pressão, condições geoquímicas e de regime de fluxo sofridas pelos fluidos presentes no reservatório, no processo produtivo, favorecem a formação de incrustações de sulfato de bário e rádio no interior da planta de processo, ocasionando o aparecimento de níveis de radiação ionizante acima dos níveis naturais. Os radionuclídeos normalmente mobilizados e que aparecem em borras, material arenoso e incrustações são: Rádio-226, Rádio-228 e Chumbo-210. Quando da presença de sulfatos (SO-4), contidos na água do mar por exemplo, há possibilidade de precipitação de sulfatos de Bário (BaSO4), Estrôncio (SrSO4) e Rádio (RaSO4).

6. RESULTADOS

Após as medições, ver Anexo I, obteve-se níveis significativos de radiação, comparando com os níveis de BG (*background*) nos seguintes equipamentos:

a. Tanque de Sludge da Centrífuga;
 b. Filtro da bomba de Alimentação da Centrífuga;
 c. Tanque de água oleosa do Main deck;
 d. Tanque de Bilge do Main Deck;
 e. Entrada de água do Tanque do Slop (BB);
 f. Vaso Separador de Teste;
 g. Vaso Separador de Produção;
 h. Vaso Separador 2º Estágio;

	RELATÓRIO	Nº 2018/001-UO-SEAL_SMS_SEG	REV.
			FOLHA 5 de 6
	TÍTULO: Relatório Técnico de Avaliação Radiométrica (NORM)		UO-SEAL/SMS CORPORATIVO

Os maiores níveis de radiação de superfície (NRS) foram encontrados nos seguintes equipamentos: Tanque de Sludge da Centrífuga, Tanque de água oleosa do Main deck, Tanque de Bilge do Main Deck e na tubulação de entrada de água do Tanque do Slop (BB).



A Classificação de Área apresentada no Anexo I foi feita com base nos níveis de radiação de superfície (NRS) encontrados nos equipamentos. O objetivo é uma sinalização da necessidade ou não de requisitos adicionais de segurança para as pessoas que precisarão intervir nos equipamentos com necessidade da abertura destes.






Neste levantamento não encontramos níveis de radiação a 1,0 m dos equipamentos que necessitem de isolamento de áreas externas. Diante disso, considerando os princípios da proteção radiológica (tempo de exposição x distância x blindagem), todas as áreas, no entorno dos equipamentos, são consideradas áreas livres (nível de radiação inferior ao limite de público, conforme CNEN-NN-3.01:2014).

7. RECOMENDAÇÕES

Diante da sinalização para a possibilidade de identificação de material radioativo de ocorrência natural (NORM) nesta Unidade Marítima, deve-se atender as recomendações abaixo com o objetivo de proteger os trabalhadores e o meio ambiente:

- Dosimetria de todos os profissionais envolvidos na limpeza interna dos equipamentos com possibilidade de presença de NORM (NRS > 0,5 µSv/h);
- Realização de DSMS abordando os cuidados antes das intervenções com abertura de equipamentos com possibilidade de presença de NORM;
- Obrigatoriedade do uso dos EPI a seguir (ou de qualidade superior) quando da abertura dos equipamentos com possibilidade de presença de NORM: botas e luvas em PVC; óculos de segurança, macacão impermeável (tipo Tyvek) ou similar, confeccionado em 100% polietileno de alta densidade, revestido com uma camada laminada de polietileno, com capuz acoplado com elástico, fechamento em zíper, elásticos nos punhos e tornozelos e costura simples, máscara respiratória contra poeiras e radionuclídeos, conforme prevê o Item 3.5.6 do padrão PE-1PBR-00244 (MS–Identificação e Gerenciamento de NORM no E&P);
- Efetuar novo levantamento radiométrico quando da abertura dos equipamentos com presença de NORM;




	RELATÓRIO	Nº 2018/001-UO-SEAL_SMS_SEG	REV.
			FOLHA 6 de 6
	TÍTULO: Relatório Técnico de Avaliação Radiométrica (NORM)	UO-SEAL/SMS	CORPORATIVO
<p>e. Segregar em tambores todo o material retirado dos equipamentos com nível de radiação NRS > 0,5 µSv/h.</p> <p>8. ANEXOS</p> <p>I - Anexo I - Levantamento Radiométrico;</p> <div data-bbox="1091 898 1377 996"></div>			

ANEXO I - LEVANTAMENTO RADIOMÉTRICO									
Este relatório deverá ser arquivado no caminho: V:\UO-SEAL_SMS_SEG\NP-2\2 Segurança\2.5 Gestão de Radioproteção\2.5.5 Levantamento Radiométrico\2.5.5.4 NORM\ATP-SM-NORM\Piranema-04-04-2018				Executante		Nome: Marcelo		Matrícula: 1879901	
						Assinatura:			
TRECHOS AVALIADOS:				Tanque de Sludge da Centrifuga, filtro da bomba booster A da PTAP, filtro da bomba DGF A, filtro da bomba de alimentação da Centrifuga, tanque de Bilge do Main Deck, tanque de água oleosa do Main Deck, saída de água do Vaso Separador de Produção, saída de água do Vaso Separador de Teste, saída de água do Vaso Separador de 2º Estágio (bombas booster A e B), hidrociclones e tubulação de by-pass, entrada do GFU (Bombas DGF A e B), entrada do Tanque Slop BB, bomba de alimentação das Centrifugas, centrífugas A e B, tanques de Carga (amostras de fundo do tanque 2BE), tanques de Slop (amostras de fundo dos tanques Slop BB e BE).					
Gerência /setor:								Data:	
UO-SEAL/ATP-ALSM/OP-SM				PIRANEMA				04/04/2018	
Medidor de Radiação:				Sonda (Prob):					
Tipo		Cintilômetro		Tipo		NA			
Marca		Thermo Scientific		Marca		NA			
Modelo		PRD-ER		Modelo		NA			
BP		NA		Nº de Série		NA			
Nº de Série		30636							
Certificado de Calibração:				Microfonte para controle operacional					
Laboratório		LMRI DEN-UFPE		Elemento		Césio 137			
Número do Certificado		9528/1216		Atividade		1,000		μCi 37,000 kBq	
Data de Calibração		06/01/2017		Nº de Série		2447			
Data de Vencimento		06/01/2019		Fabricação		01/07/2007			
				Fornecedor		LINCE			
BG (BackGround)				Controle Operacional: aferição (resultado obtido no momento)		Faixa Aceitável (conforme intervalo descrito na etiqueta afixada ao medidor)			
0,02		μSv/h		0,15		μSv/h		0,12 0,15 0,18 μSv/h	
OBS.: BACKGROUND (BG) ou RADIAÇÃO DE FUNDO, OBTIDO NA SALA DOS FISCALIS PETROBRAS.				Situação do medidor		CALIBRADO			
Levantamento Radiométrico: da chegada do óleo na U.M. até linhas e equipamentos do Sistema de água produzida.						Área Livre: ≤ 0,5 μSv/h			
Obs: medições de Nível de Radiação de Superfície (NRS) e a 1 m de distância.						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	Recebedor de PIG do PRM-12.		0,02	0,00	0,02	0,00	Área Livre	P&ID n°: 40124-KA-P-XB-13002-01. Valor (NRS - BG) em 25/12/17: 0,00 μSv/h.	
2	Recebedor de PIG do PRM-9.		0,02	0,00	0,02	0,00	Área Livre	P&ID n°: 40124-KA-P-XB-13003-01. Valor (NRS - BG) em 25/12/17: 0,00 μSv/h.	
3	Manifold Produção e Teste do PRM-9.		0,02	0,00	0,02	0,00	Área Livre	P&ID n°: 40124-KA-P-XB-13003-01. Valor (NRS - BG) em 25/12/17: 0,00 μSv/h.	
4	Tanque de Sludge da Centrifuga.		2,50	↓ 2,48	0,16	0,14	Área Supervisionada	P&ID n°: 40124-KA-P-XB-33002-01. Varredura em todo o tanque. Ver indicação na foto, maior NRS. Valor (NRS - BG) em 25/12/17: 3,54 μSv/h.	
5	Filtro da bomba de Alimentação da Centrifuga		0,21	↑ 0,19	0,02	0,00	Área Livre	P&ID n°: 40124-KA-P-XB-33003-01. Valor (NRS - BG) em 25/12/17: 0,14 μSv/h.	

Pontos	Localização	Fotografia	Leitura em $\mu\text{Sv/h}$				Classificação da Área	Observações
			NRS	NRS - BG	a 1 m	a 1 m - BG		
6	Tanque de água oleosa do Main deck.		1,63	↑ 1,61	0,23	0,21	Área Supervisionada	DWG-0334. Valor (NRS - BG) em 25/12/17: 1,35 $\mu\text{Sv/h}$.
7	Tanque de Bilge do Main Deck.		0,72	↑ 0,70	0,04	0,02	Área Supervisionada	DWG-0334. Valor (NRS - BG) em 25/12/17: 0,32 $\mu\text{Sv/h}$.
8	Entrada de água do Tanque do Slop (BB).		1,21	↑ 1,19	0,13	0,11	Área Supervisionada	P&ID n°: DWG-0029. e 40124-KA-P-XB-44003-01 Valor (NRS - BG) em 25/12/17: 0,64 $\mu\text{Sv/h}$.
9	Vaso dreno fechado..		0,10	0,08	0,02	0,00	Área Livre	P&ID n°: 418-9-KA-P-XB-57002-01. Valor (NRS - BG) em 25/12/17: 0,00 $\mu\text{Sv/h}$.
10	Vaso dreno aberto.		0,08	0,06	0,02	0,00	Área Livre	P&ID n°: 418-9-KA-P-XB-56002-01. Valor (NRS - BG) em 25/12/17: 0,00 $\mu\text{Sv/h}$.
11	Vaso de dreno aberto do balcão de Riser.		0,02	0,00	0,02	0,00	Área Livre	P&ID n°: 418-9-KA-P-XB-56002-01. Valor (NRS - BG) em 25/12/17: 0,00 $\mu\text{Sv/h}$.
12	Vaso de dreno fechado do balcão de Riser.		0,02	0,00	0,02	0,00	Área Livre	P&ID n°: 418-9-KA-P-XB-57002-01. Valor (NRS - BG) em 25/12/17: 0,00 $\mu\text{Sv/h}$.
13	Hidrociclones.		0,03	0,01	0,02	0,00	Área Livre	P&ID n°: 40124-KA-P-XB-44002-01. Hidrociclones e tubulação de by-pass. Valor (NRS - BG) em 25/12/17: 0,04 $\mu\text{Sv/h}$.
14	Bombas de flotação.		0,03	0,01	0,02	0,00	Área Livre	P&ID n°: 40124-KA-P-XB-44003-01. Valor (NRS - BG) em 25/12/17: 0,03 $\mu\text{Sv/h}$.

Pontos	Localização	Fotografia	Leitura em $\mu\text{Sv/h}$				Classificação da Área	Observações
			NRS	NRS - BG	a 1 m	a 1 m - BG		
15	Vaso da GFU.		0,04	0,02	0,02	0,00	Área Livre	P&ID n°: 40124-KA-P-XB-44003-01. Valor (NRS - BG) em 25/12/17: 0,13 $\mu\text{Sv/h}$.
16	Filtros da Bomba Booster.		0,02	0,00	0,02	0,00	Área Livre	P&ID n°: 40124-KA-P-XB-44001-01. Medição externa, tubulação e trechos dos filtros. Valor (NRS - BG) em 25/12/17: 0,00 $\mu\text{Sv/h}$.
17	Vaso Separador de Teste.		0,20	↑ 0,18	0,02	0,00	Área Livre	P&ID n°: 40124-KA-P-XB-20003-01. Obs: medição com BV aberta. Valor (NRS - BG) em 25/12/17: 0,16 $\mu\text{Sv/h}$.
18	Vaso Separador de Produção.		0,15	↓ 0,13	0,02	0,00	Área Livre	P&ID n°: 40124-KA-P-XB-20001-01. Obs: medição com BV aberta. Valor (NRS - BG) em 25/12/17: 0,36 $\mu\text{Sv/h}$.
19	Vaso Separador 2º Estágio.		0,17	↓ 0,15	0,02	0,00	Área Livre	P&ID n°: 40124-KA-P-XB-20002-01. Obs: medição com BV aberta. Valor (NRS - BG) em 25/12/17: 0,17 $\mu\text{Sv/h}$.
20	Aquecedor Óleo-Água.		0,02	0,00	0,02	0,00	Área Livre	P&ID n°: 418-9-KA-P-XB-20002-01. Valor (NRS - BG) em 25/12/17: 0,00 $\mu\text{Sv/h}$.
21	Slop tanque (BB)		0,02	0,00	0,02	0,00	Área Livre	P&ID n°: DWG-0029. Obs: medição na casa de bombas. Valor (NRS - BG) em 25/12/17: 0,00 $\mu\text{Sv/h}$.
22	Slop tanque (BE)		NA	NA	NA	NA	NA	P&ID n°: DWG-0029. Obs: campanha anterior só líquido. Não realizada nesta campanha por não se tratar de amostra sólida. Valor (NRS - BG) em 25/12/17: 0,00 $\mu\text{Sv/h}$.
23	Tanque de Carga (BE)		NA	NA	NA	NA	NA	P&ID n°: DWG-0029 Obs: campanha anterior só líquido. Não realizada nesta campanha por não se tratar de amostra sólida. Valor (NRS - BG) em 25/12/17: 0,00 $\mu\text{Sv/h}$.

██████████
████████████████████
████████████████████

Pontos	Localização	Fotografia	Leitura em $\mu\text{Sv/h}$				Classificação da Área	Observações
			NRS	NRS - BG	a 1 m	a 1 m - BG		
24	Bomba de óleo Cru.		0,02	0,00	0,02	0,00	Área Livre	P&ID n°: 418-9-KA-P-XB-21001-01. Obs: filtro estava instalado, medição realizada fora da tubulação. Valor (NRS - BG) em 25/12/17: 0,11 $\mu\text{Sv/h}$.
25	Recebedor de PIG do PRM-05.		0,02	0,00	0,02	0,00	Área Livre	P&ID n°: 4018-9-KA-P-XB-1305-01.
26	Manifold Produção e Teste do PRM-5.		0,02	0,00	0,02	0,00	Área Livre	P&ID n°: 4018-9-KA-P-XB-1305-01. Obs: medição com flange do manifold de produção aberto.

Anexo 8

Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos FISPQ – OCEANIC HW 525 P



FICHA DE INFORMAÇÕES DE SEGURANÇA DE PRODUTOS QUÍMICOS

Produto: OCEANIC HW 525 P

Revisão: 02

Data: 30/06/2016

Página: 1/ 9

1 - IDENTIFICAÇÃO

Nome do produto (nome comercial): OCEANIC HW 525 P

Código interno de identificação do produto: OFS100001

Principais usos recomendados para substância ou mistura: Fluido Offshore.

Nome da empresa: ANION QUÍMICA INDUSTRIAL S.A.

Endereço: Rua Eli Valter Cesar, 110, CEP: 06612-130, São Paulo - SP - Brasil

Telefone para contato: +55 11 4789 8585

Telefone para emergências: Suatrans COTEC 0800 707 7022 / 0800 172 020

E-mail: fispq@anion.com.br

2 - IDENTIFICAÇÃO DE PERIGOS

Classificação de perigo do produto químico: Toxicidade aguda - Oral - Categoria 4

Lesões oculares graves/irritação ocular - Categoria 2A

Sistema de classificação utilizado: Norma ABNT-NBR 14725-2:2009 - versão corrigida 2:2010.

Sistema Globalmente Harmonizado para a Classificação e Rotulagem de Produtos Químicos, ONU.

Outros perigos que não resultam em uma classificação: O produto não possui outros perigos.

Elementos apropriados da rotulagem

Pictogramas:



Palavra de advertência: ATENÇÃO

Frases de perigo: H302 Nocivo se ingerido.

H319 Provoca irritação ocular grave.



FICHA DE INFORMAÇÕES DE SEGURANÇA DE PRODUTOS QUÍMICOS

Produto: OCEANIC HW 525 P

Revisão: 02

Data: 30/06/2016

Página: 2/ 9

Frases de precaução: P264 Lave as mãos cuidadosamente após manuseio.
P280 Use luvas de proteção, roupa de proteção, proteção ocular e proteção facial.
P501 Descarte o conteúdo e o recipiente em conformidade com as regulamentações locais.

3 - COMPOSIÇÃO E INFORMAÇÕES SOBRE OS INGREDIENTES

MISTURA

Ingredientes ou impurezas que contribuem para o perigo: Etileno glicol (CAS 107-21-1): 20,0000 - 30,0000%
2-butóxietanol (CAS 111-76-2): 1,6000 - 2,4000%

4 - MEDIDAS DE PRIMEIROS-SOCORROS

Inalação: Remova a vítima para local ventilado e a mantenha em repouso numa posição que não dificulte a respiração. Caso sinta indisposição, contate um CENTRO DE INFORMAÇÃO TOXICOLÓGICA ou um médico. Leve esta FISPQ.

Contato com a pele: Lave a pele exposta com quantidade suficiente de água para remoção do material. Remova e isole roupas e sapatos contaminados. Em caso de irritação cutânea: Consulte um médico. Leve esta FISPQ.

Contato com os olhos: Enxágue cuidadosamente com água durante vários minutos. No caso de uso de lentes de contato, remova-as, se for fácil. Continue enxaguando. Caso a irritação ocular persista: consulte um médico. Leve esta FISPQ.

Ingestão: Não induza o vômito. Nunca forneça algo por via oral a uma pessoa inconsciente. Lave a boca da vítima com água em abundância. Caso sinta indisposição, contate um CENTRO DE INFORMAÇÃO TOXICOLÓGICA ou um médico. Leve esta FISPQ.

Sintomas e efeitos mais importantes, agudos e tardios: Nocivo se ingerido. Provoca irritação aos olhos com vermelhidão e dor.

Notas para o médico: Evite contato com o produto ao socorrer a vítima. Se necessário, o tratamento sintomático deve compreender, sobretudo, medidas de suporte como correção de distúrbios hidroeletrólitos, metabólicos, além de assistência respiratória. Em caso de contato com a pele não fricione o local atingido.

5 - MEDIDAS DE COMBATE A INCÊNDIO

Meios de extinção: Apropriados: Compatível com espuma, neblina d'água, pó químico e dióxido de carbono (CO₂).
Não recomendados: Jatos de água de forma direta.



FICHA DE INFORMAÇÕES DE SEGURANÇA DE PRODUTOS QUÍMICOS

Produto: OCEANIC HW 525 P

Revisão: 02

Data: 30/06/2016

Página: 3/ 9

Perigos específicos da mistura ou substância:	A combustão do produto químico ou de sua embalagem pode formar gases irritantes e tóxicos como monóxido e dióxido de carbono. Os vapores podem ser mais densos que o ar e tendem a se acumular em áreas baixas ou confinadas, como bueiros e porões. Os contêineres podem explodir se aquecidos.
Medidas de proteção da equipe de combate a incêndio:	Utilizar equipamento de proteção respiratória do tipo autônomo (SCBA) com pressão positiva e vestuário protetor completo. Contêineres e tanques envolvidos no incêndio devem ser resfriados com neblina d'água.

6 - MEDIDAS DE CONTROLE PARA DERRAMAMENTO OU VAZAMENTO

Precauções pessoais

Para o pessoal que não faz parte dos serviços de emergência: Não fume. Evite contato com o produto. Caso necessário, utilize equipamento de proteção individual conforme descrito na seção 8.

Para o pessoal de serviço de emergência: Isole o vazamento de fontes de ignição preventivamente. Luvas de proteção adequadas. Sapatos fechados e vestimenta de proteção adequada. Óculos de proteção.

Precauções ao meio ambiente: Evite que o produto derramado atinja cursos d'água e rede de esgotos.

Método e materiais para a contenção e limpeza: Utilize névoa de água ou espuma supressora de vapor para reduzir a dispersão dos vapores. Utilize barreiras naturais ou de contenção de derrame. Colete o produto derramado e coloque em recipientes próprios. Adsorva o produto remanescente, com areia seca, terra, vermiculite, ou qualquer outro material inerte. Coloque o material adsorvido em recipientes apropriados e remova-os para local seguro. Utilize ferramentas que não provoquem faíscas para recolher o material absorvido. Para destinação final, proceda conforme a Seção 13 desta FISPQ.

Diferenças na ação de grandes e pequenos vazamentos: Não há distinção entre as ações de grandes e pequenos vazamentos para este produto.

7 - MANUSEIO E ARMAZENAMENTO

Medidas técnicas apropriadas para o manuseio

Precauções para manuseio seguro: Manuseie em uma área ventilada ou com sistema geral de ventilação/exaustão local. Evite formação de vapores e névoas. Caso necessário, utilize equipamento de proteção individual conforme descrito na seção 8.

Medidas de higiene: Lave as mãos e o rosto cuidadosamente após o manuseio e antes de comer, beber, fumar ou ir ao banheiro.

Condições de armazenamento seguro, incluindo qualquer incompatibilidade



FICHA DE INFORMAÇÕES DE SEGURANÇA DE PRODUTOS QUÍMICOS

Produto: OCEANIC HW 525 P

Revisão: 02

Data: 30/06/2016

Página: 4/ 9

Prevenção de incêndio e explosão: Não é esperado que o produto apresente perigo de incêndio ou explosão.

Condições adequadas: Armazene em local bem ventilado e longe da luz solar. Mantenha o recipiente fechado. Manter armazenado em temperatura ambiente que não exceda 48.9°C. Não é necessária adição de estabilizantes e antioxidantes para garantir a durabilidade do produto.

Materiais adequados para embalagem: Semelhante à embalagem original.

Materiais inadequados para embalagem: Não são conhecidos materiais inadequados para este produto.

8 - CONTROLE DE EXPOSIÇÃO E PROTEÇÃO INDIVIDUAL

Parâmetros de controle

Limites de exposição ocupacional: -Etileno glicol:
TLV - C (ACGIH, 2015): 100 mg/m³ (H).
-2-butóxietanol:
LT (NR-15, 1978): 39 ppm*
TLV - TWA (ACGIH, 2015): 20 ppm
(H) Apenas aerossol.
([skin]: Potential for dermal absorption.)
* Absorção também pela pele.

Indicadores biológicos: -2-butóxietanol:
BEI (ACGIH, 2015): Ácido butoxiacético (BAA) na urina (final da jornada): 200 mg/g creatinina

Outros limites e valores: -2-butóxietanol:
IDLH (NIOSH - 2010): 700 ppm

Medidas de controle de engenharia: Promova ventilação mecânica e sistema de exaustão direta para o meio exterior. Estas medidas auxiliam na redução da exposição ao produto. Manter as concentrações atmosféricas, dos constituintes do produto, abaixo dos limites de exposição ocupacional indicados.

Medidas de proteção pessoal

Proteção dos olhos/face: Óculos de proteção.

Proteção da pele e do corpo: Sapatos fechados e vestimenta de proteção adequada. Luvas de proteção adequadas.

Proteção respiratória: Uma avaliação de risco deve ser realizada para adequada definição da proteção respiratória tendo em vista as condições de uso do produto. Siga orientação do Programa de Prevenção Respiratória (PPR), Fundacentro.

Perigos térmicos: Não apresenta perigos térmicos.



FICHA DE INFORMAÇÕES DE SEGURANÇA DE PRODUTOS QUÍMICOS

Produto: OCEANIC HW 525 P

Revisão: 02

Data: 30/06/2016

Página: 5/ 9

9 - PROPRIEDADES FÍSICAS E QUÍMICAS

Aspecto (estado físico, forma e cor):	Líquido verde/azul
Odor e limite de odor:	suave, pode apresentar odor de amônia
pH:	9,2
Ponto de fusão/ponto de congelamento:	-14°C
Ponto de ebulição inicial e faixa de temperatura de ebulição:	> 100°C
Ponto de fulgor:	> 100°C (vaso fechado)
Taxa de evaporação:	Não disponível.
Inflamabilidade (sólido; gás):	Não aplicável.
Limite inferior/superior de inflamabilidade ou explosividade:	Não disponível.
Pressão de vapor:	2,3 kPa
Densidade de vapor:	Não disponível
Densidade relativa:	Não disponível
Solubilidade(s):	Miscível em água.
Coefficiente de partição - n-octanol/água:	Não disponível.
Temperatura de autoignição:	Não disponível.
Temperatura de decomposição:	Não disponível.
Viscosidade:	Não disponível.
Outras informações:	Densidade absoluta: 1,039 g/cm ³ . % VOC: 25,0%

10 - ESTABILIDADE E REATIVIDADE

Estabilidade e reatividade:	Produto estável em condições normais de temperatura e pressão. Não há dados disponíveis de testes específicos relacionados com a reatividade para este produto ou dos seus ingredientes.
Possibilidade de reações perigosas:	Em condições normais de armazenamento e utilização, não são esperadas reações perigosas.
Condições a serem evitadas:	Temperaturas elevadas. Fonte de ignição e contato com materiais incompatíveis. Contato com materiais incompatíveis.



FICHA DE INFORMAÇÕES DE SEGURANÇA DE PRODUTOS QUÍMICOS

Produto: OCEANIC HW 525 P

Revisão: 02

Data: 30/06/2016

Página: 6/ 9

Materiais incompatíveis: Agentes oxidantes.
Produtos perigosos da decomposição: A decomposição térmica pode produzir monóxido e/ou dióxido de carbono.

11 - INFORMAÇÕES TOXICOLÓGICAS

Toxicidade aguda: Nocivo se ingerido.
Estimativa de Toxicidade Aguda da mistura (ETAm)
ETAm (oral): > 5000 mg/kg
ETAm (dérmica): > 5000 mg/kg
ETAm (inalação, 4h): > 20 mg/L

Corrosão/irritação à pele: Não classificado para corrosão/irritação à pele.

Lesões oculares graves/irritação ocular: Provoca irritação ocular grave com vermelhidão e dor.

Sensibilização respiratória ou à pele: Não é esperado que o produto provoque sensibilização respiratória ou à pele.

Mutagenicidade em células germinativas: Não é esperado que o produto apresente mutagenicidade em células germinativas.

Carcinogenicidade: Não é esperado que o produto apresente carcinogenicidade.

Toxicidade à reprodução: Não é esperado que o produto apresente toxicidade à reprodução.

Toxicidade para órgãos-alvo específicos - exposição única: Não é esperado que o produto apresente toxicidade ao órgão-alvo específico por exposição única.

Toxicidade para órgãos-alvo específicos - exposição repetida: Não é esperado que o produto apresente toxicidade ao órgão-alvo específico por exposição repetida.

Perigo por aspiração: Não é esperado que o produto apresente perigo por aspiração.

12 - INFORMAÇÕES ECOLÓGICAS

Efeitos ambientais, comportamento e impactos do produto

Ecotoxicidade: Não é esperado que o produto apresente ecotoxicidade.
-Oceanic HW 525 P:
CENO (*Lytechinus Variegatus*, 24 - 48h): 7,81 ppm
CEO (*Lytechinus Variegatus*, 24 - 48h): 15,62 ppm
CL₅₀ (*Mysidopsis Juniae*, 96h): 15,99 ppm

Persistência e degradabilidade: O produto não apresenta persistência e é considerado rapidamente degradável.
-Etilenoglicol:
Esta matéria-prima não apresenta persistência e é considerada rapidamente degradável.



FICHA DE INFORMAÇÕES DE SEGURANÇA DE PRODUTOS QUÍMICOS

Produto: OCEANIC HW 525 P

Revisão: 02

Data: 30/06/2016

Página: 7/ 9

Potencial bioacumulativo:	Taxa de degradação: 90% em 10 dias. Apresenta baixo potencial bioacumulativo em organismos aquáticos. Informação referente ao: -2-butóxietanol: log K _{ow} : 0,830
Mobilidade no solo:	Não determinada.
Outros efeitos adversos:	Não são conhecidos outros efeitos ambientais para este produto.

13 - CONSIDERAÇÕES SOBRE DESTINAÇÃO FINAL

Métodos recomendados para destinação final

Produto:	O tratamento e a disposição devem ser avaliados especificamente para cada produto. Devem ser consultadas legislações federais, estaduais e municipais, dentre estas: Lei nº 12.305, de 02 de agosto de 2010 (Política Nacional de Resíduos Sólidos).
Restos de produtos:	Manter restos do produto em suas embalagens originais e devidamente fechadas. O descarte deve ser realizado conforme o estabelecido para o produto.
Embalagem usada:	Não reutilize embalagens vazias. Estas podem conter restos do produto e devem ser mantidas fechadas e encaminhadas para descarte apropriado conforme estabelecido para o produto.

14 - INFORMAÇÕES SOBRE TRANSPORTE

Regulamentações nacionais e internacionais

Terrestre:	Resolução nº 420 de 12 de Fevereiro de 2004 da Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT), <i>Aprova as Instruções Complementares ao Regulamento do Transporte Terrestre de Produtos Perigosos e suas modificações.</i>
Hidroviário:	DPC - Diretoria de Portos e Costas (Transporte em águas brasileiras) Normas de Autoridade Marítima (NORMAM) NORMAM 01/DPC: Embarcações Empregadas na Navegação em Mar Aberto NORMAM 02/DPC: Embarcações Empregadas na Navegação Interior IMO - "International Maritime Organization" (Organização Marítima Internacional) <i>International Maritime Dangerous Goods Code (IMDG Code).</i>
Aéreo:	ANAC - Agência Nacional de Aviação Civil - Resolução nº 129 de 8 de dezembro de 2009. RBAC Nº 175 - (REGULAMENTO BRASILEIRO DA AVIAÇÃO CIVIL) - TRANSPORTE DE ARTIGOS PERIGOSOS EM AERONAVES CIVIS. IS Nº 175-001 - INSTRUÇÃO SUPLEMENTAR - IS ICAO - "International Civil Aviation Organization" (Organização da Aviação Civil Internacional) - Doc 9284-NA/905 IATA - "International Air Transport Association" (Associação Internacional de Transporte Aéreo) <i>Dangerous Goods Regulation (DGR).</i>



FICHA DE INFORMAÇÕES DE SEGURANÇA DE PRODUTOS QUÍMICOS

Produto: OCEANIC HW 525 P

Revisão: 02

Data: 30/06/2016

Página: 8/ 9

Número ONU:	Não classificado como perigoso para o transporte nos diferentes modais.
Medidas e condições específicas de precaução:	Quantidade Reportável: 8187.85 Litros. Para quantidades menores que QR: Não classificado como perigoso para o transporte. Para quantidades iguais ou maiores que QR: Número ONU: 3082 Nome Adequado para Embarque: SUBSTÂNCIA QUE APRESENTA RISCO PARA O MEIO AMBIENTE, LÍQUIDA, NE. Classe/subclasse de risco principal e subsidiário: 9 Número de Risco: 90 Grupo de Embalagem: III

15 - INFORMAÇÕES SOBRE REGULAMENTAÇÕES

Regulamentações específicas para o produto químico:	Decreto Federal nº 2.657, de 3 de julho de 1998; Norma ABNT-NBR 14725:2014; Portaria nº 229, de 24 de maio de 2011 - Altera a Norma Regulamentadora nº 26.
---	--

16 - OUTRAS INFORMAÇÕES

Informações importantes, mas não especificamente descritas às seções anteriores:

Esta FISPQ foi elaborada com base nos atuais conhecimentos sobre o manuseio apropriado do produto e sob as condições normais de uso, de acordo com a aplicação especificada na embalagem. Qualquer outra forma de utilização do produto que envolva a sua combinação com outros materiais, além de formas de uso diversas daquelas indicadas, são de responsabilidade do usuário. Adverte-se que o manuseio de qualquer substância química requer o conhecimento prévio de seus perigos pelo usuário. No local de trabalho cabe à empresa usuária do produto promover o treinamento de seus colaboradores quanto aos possíveis riscos advindos da exposição ao produto químico.

FISPQ elaborada em Junho de 2016.

Classificação de perigo do produto químico:	Saúde: 1 Inflamabilidade: 1 Instabilidade: 0
---	--

Sistema de classificação utilizado:	National Fire Protection Association: NFPA 704.
-------------------------------------	---



FICHA DE INFORMAÇÕES DE SEGURANÇA DE PRODUTOS QUÍMICOS

Produto: OCEANIC HW 525 P

Revisão: 02

Data: 30/06/2016

Página: 9/ 9

Diagrama de Hommel:



Legendas e abreviaturas:

ACGIH - *American Conference of Governmental Industrial Hygienists*

BEI - *Biological Exposure Index*

C - *Ceiling*

CAS - *Chemical Abstracts Service*

CL₅₀ - *Concentração Letal 50%*

IDLH - *Immediately Dangerous to Life or Health*

LT - *Limite de tolerância*

NIOSH - *National Institute for Occupational Safety and Health*

NR - *Norma Regulamentadora*

ONU - *Organização das Nações Unidas*

TLV - *Threshold Limit Value*

TWA - *Time Weighted Average*

VOC - *Volatile Organic Compound*

Referências bibliográficas:

BRASIL. MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO (MTE). Norma Regulamentadora (NR) nº15: Atividades e operações insalubres. Brasília, DF. Jun. 1978.

BRASIL. MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO (MTE). Norma Regulamentadora (NR) nº7: Programa de controle médico de saúde ocupacional. Brasília, DF. Jun. 1978.

ECHA-EUROPEAN CHEMICAL AGENCY. Disponível em: < <http://echa.europa.eu/web/guest> > . Acesso em: jun. 2016.

GESTIS - GESTIS SUBSTANCE DATABASE. Disponível em: <

http://gestis-en.itrust.de/nxt/gateway.dll/gestis_en/000000.xml?f=templatesfn=default.htm3.0 > . Acesso em: jun. 2016.

Globally Harmonized System of Classification and Labelling of Chemicals (GHS). 5. rev. ed. New York: United Nations, 2013.

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. *ECOSAR - Ecological Structure-Activity Relationships*.

Versão 1.11. Disponível em: < <http://www.epa.gov/oppt/newchems/tools/21ecosar.htm> > . Acesso em: jun. 2016.

Anexo 9

Relatório de Avaliação Ambiental nas Áreas de Abandono
Temporário no Leito Marinho dos *Risers* do FPSO Piranema

Avaliação ambiental para subsidiar o descomissionamento do FPSO Piranema

Relatório de Avaliação Ambiental



E&P

Abr/2018



PETROBRAS

Avaliação ambiental para subsidiar o descomissionamento do FPSO Piranema

Relatório de Avaliação Ambiental

Revisão 00

Abril/2018



E&P

	Original	Rev. 01	Rev. 02	Rev. 03	Rev. 04	Rev. 05	Rev. 06	Rev. 07	Rev. 08
Data	02/04/2018								
Elaboração	B0FW/AQNS								
Verificação	B2EE								
Aprovação	BU7F								

ÍNDICE GERAL

CONTROLE DE REVISÕES.....	2
ÍNDICE GERAL	3
FIGURAS.....	4
TABELAS E QUADROS.....	5
I – INTRODUÇÃO.....	6
II – OBJETIVO	7
III – METODOLOGIA	8
IV - RESULTADOS.....	9
IV.1 – Caracterização de Fundo	9
IV.2 – Caracterização Biológica dos Bancos de Coral	12
V – CONCLUSÕES	14
VI – EQUIPE TÉCNICA	15

FIGURAS

FIGURA	PÁG.
Figura III-1 – Áreas analisadas para pull out das linhas interligadas ao FPSO Piranema.	08/16
Figura IV.1-1 – Obstáculos naturais e tipo de fundo encontrados na área do FPSO Piranema.	10/16
Figura IV.1-2 – Obstáculos naturais encontrados na área para pull out e abandono temporário dos risers interligados ao FPSO Piranema: A- Obstáculo ON_01; B- Obstáculo ON_02; C- Obstáculo ON_03; D- Fundo formado por possível carbonato autigênico.	11/16
Figura IV.2-1: Exemplo de fauna encontradas sobre os obstáculos naturais e fundos formados por possíveis carbonatos autigênicos. (A – Corallium sp.; B – Chrysogorgiidae, Plexauridae e Decapoda; C – Hexactinellida; D – Primnoidae, E – Ascidiacea e F – Schizopathidae).	13/16

TABELAS E QUADROS

TABELAS E QUADROS	PÁG.
<i>Quadro IV.1-1: Valores mínimos, máximos e médios de Temperatura e Salinidade do fundo registrados durante o imageamento.</i>	09/16

I – INTRODUÇÃO

Para subsidiar o Projeto de Descomissionamento do FPSO Piranema, faz-se necessário o conhecimento do fundo marinho da região da UEP, localizada no campo de Piranema na Bacia de Sergipe, fornecendo informações para melhor delineamento do *pull-out* e abandono temporário no fundo das linhas conectadas à mesma.

Esta unidade se encontra em uma região para a qual não há dados geofísicos de alta resolução. Segundo dados geofísicos de Sísmica 3D, não há indicativo de alvos refletivos. Contudo, não é possível a identificação de feições de dimensões inferiores a 75 metros.

A área contemplada pelo imageamento encontra-se entre as lâminas d'água de 960 a 1300 m.

II – OBJETIVO

- Avaliar, através das imagens fornecidas por ROV, a presença/ausência de ambientes sensíveis ao longo das futuras rotas visando o abandono temporário das estruturas submarinas na área do FPSO Piranema.

III – METODOLOGIA

- **Imageamento**

Foram realizadas atividades de imageamento com ROV, entre os dias 05 e 11 de março de 2018, a bordo do RSV Sealion Amazônia, com equipe ambiental a bordo, visando tanto caracterizar o fundo marinho ao longo de áreas adjacentes às linhas interligadas ao FPSO Piranema para o *pull out* e abandono temporário dos *risers* das mesmas (Figura III-1).

O sistema de projeção cartográfica utilizado foi o UTM, e a localização ocorreu no fuso 24S (MC 39°W), no sistema geodésico de referência SIRGAS 2000.



Figura III-1 – Áreas analisadas para pull out das linhas interligadas ao FPSO Piranema.

IV - RESULTADOS

IV.1 – Caracterização de Fundo

A área contemplada pelo imageamento encontra-se entre as lâminas d'água de 960 e 1300 m. A Temperatura e a Salinidade médias da área imageada são 4 °C e 34,7 (Quadro IV.1-1).

Quadro IV.1-1: Valores mínimos, máximos e médios de Temperatura e Salinidade do fundo registrados durante o imageamento.

	Mínima	Média	Máxima
T (°C)	3,9	4,0	5,0
S	34,4	34,7	35,1

Não foram encontrados bancos de corais em toda a área avaliada (Figuras IV.1-1 e IV.1-2). Todos os três obstáculos naturais encontrados durante avaliação da área para *pull out* das linhas do FPSO são compostos de possíveis carbonatos autigênicos.

Foram ainda registradas e delimitadas áreas no assoalho marinho com ocorrência de pequenos e/médios possíveis carbonatos autigênicos mesclado com sedimento (Figuras IV.1-1 e IV.1-2). Nos demais trechos todo o fundo marinho foi caracterizado como sedimento.

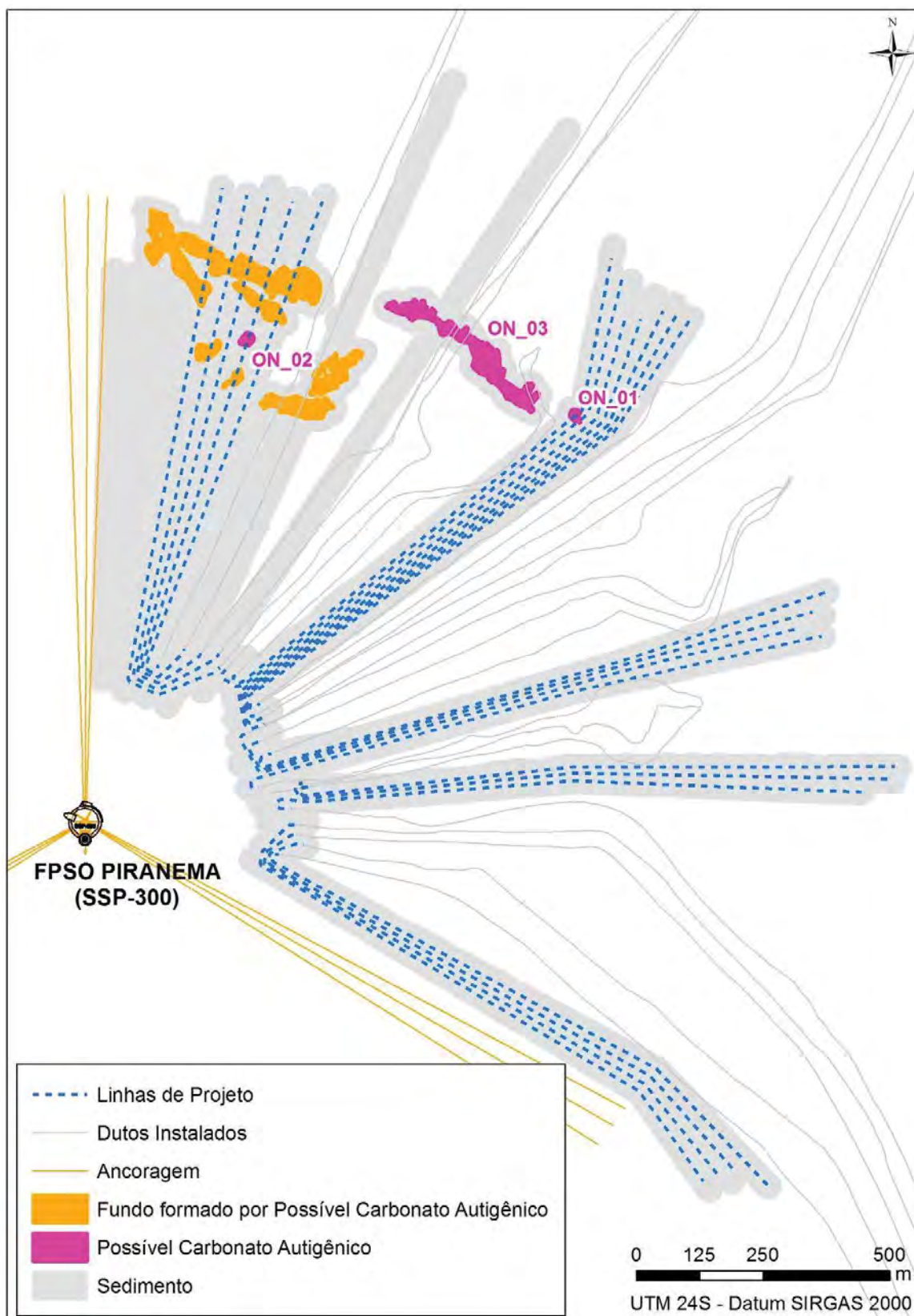


Figura IV.1-1 – Obstáculos naturais e tipo de fundo encontrados na área do FPSO Piranema.

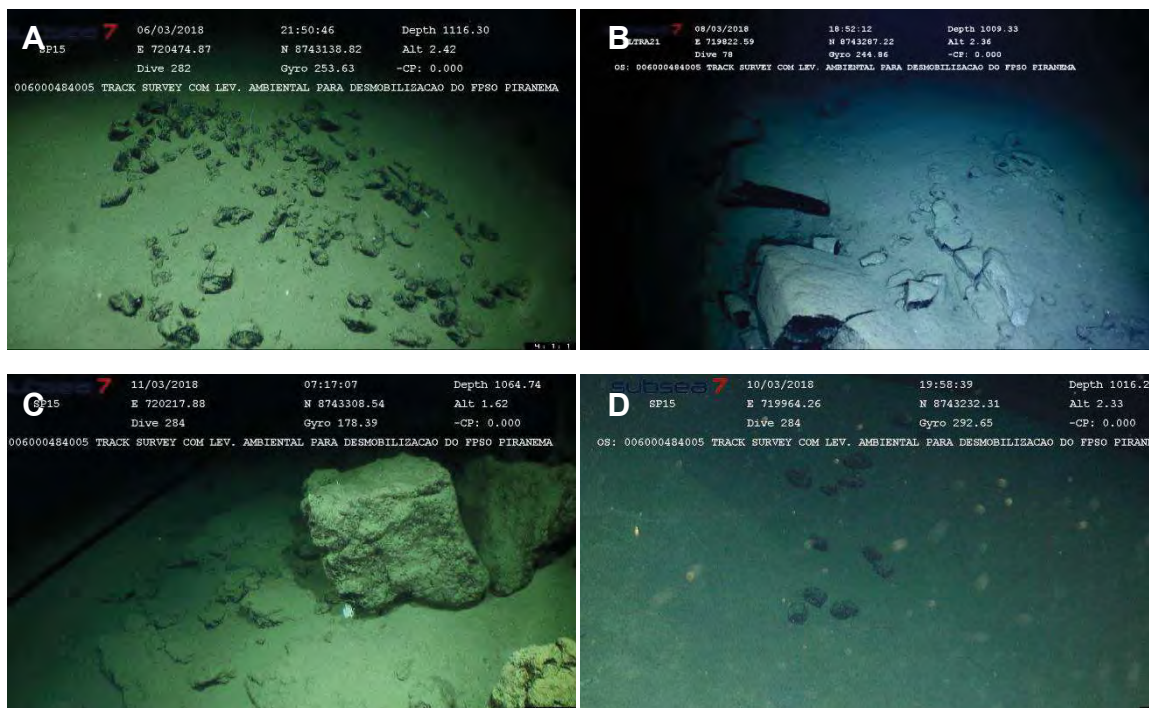


Figura IV.1-2 – Obstáculos naturais encontrados na área para pull out e abandono temporário dos risers interligados ao FPSO Piranema: A- Obstáculo ON_01; B- Obstáculo ON_02; C- Obstáculo ON_03; D- Fundo formado por possível carbonato autigênico.

IV.2 – Caracterização Biológica dos Bancos de Coral

Durante a análise, em nenhum dos obstáculos naturais e fundo formado por possíveis carbonatos autigênicos foi observada a ocorrência de corais pétreos formadores vivos ou mortos. Houve, contudo, a presença de octocorais (Famílias Chrysogorgiidae, Isididae, Plexauridae e Primnoidae e o Gênero *Corallium* sp.), corais negros (Família Schizopathidae), tunicados (Classe Ascidiacea), esponjas (Ordem Hexactinellida) e equinodermos (Classes Asteroidea e Ophiuroidea) (Figura IV.2-1).

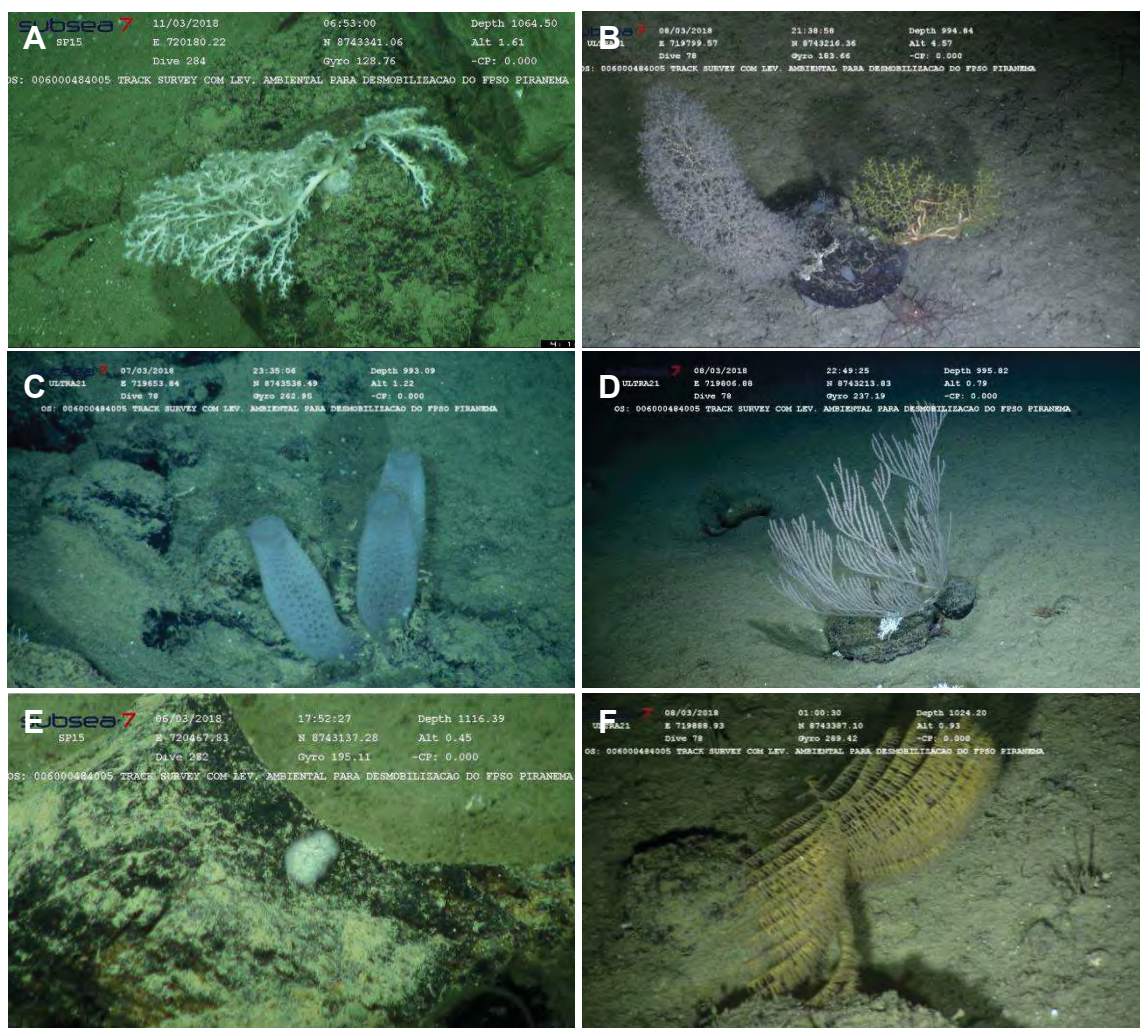
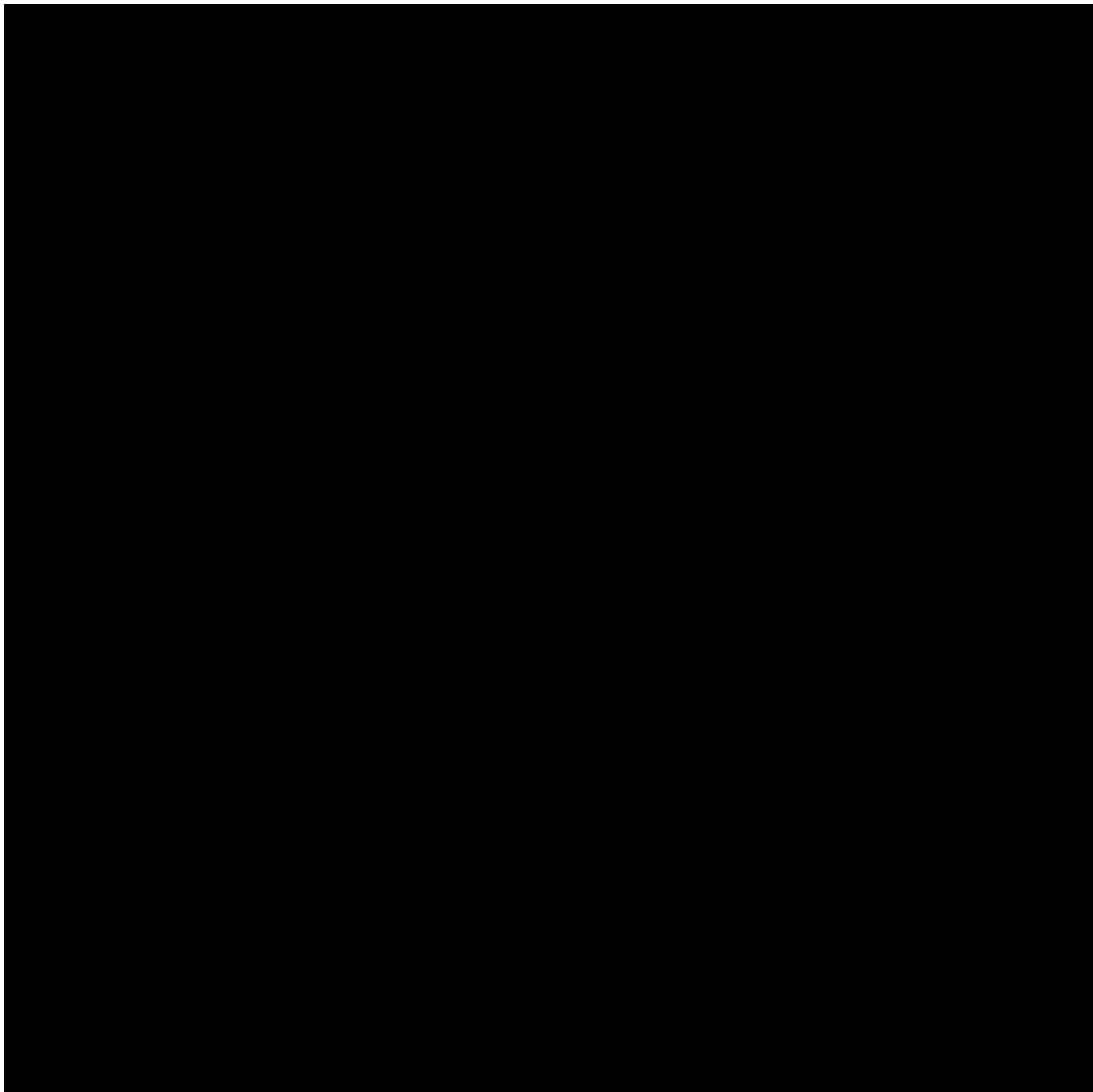


Figura IV.2-1: Exemplo de fauna encontradas sobre os obstáculos naturais e fundos formados por possíveis carbonatos autógenos. (A – *Corallium* sp.; B – *Chrysogorgiidae*, *Plexauridae* e *Decapoda*; C – *Hexactinellida*; D – *Primnoidae*, E – *Ascidiacea* e F – *Schizopathidae*).

V – CONCLUSÕES

Após imageamento da área para *pull out* das linhas interligadas ao FPSO Piranema, não foram encontrados bancos de corais e/ou ocorrência de corais formadores vivos ou mortos em todos os obstáculos naturais e nos fundos formados por carbonato autigênico.

VI – EQUIPE TÉCNICA



[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]

Anexo 10

Análise de Riscos Ambientais e Avaliação de Impactos Ambientais do Projeto de Descomissionamento do FPSO Piranema

1. ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS

1.1. Metodologia de análise

A Análise Preliminar de Perigos a ser apresentada foi fundamentada no estudo de Descomissionamento do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás natural do Campo de Piranema, Bacia Sergipe-Alagoas, através do FPSO Piranema Spirit.

Para avaliação dos riscos ambientais, foi utilizada a técnica de Análise Preliminar de Perigos (APP), conforme recomendações do *American Institute of Chemical Engineers* (AIChE), sendo as hipóteses acidentais definidas pelo perigo de contaminação ambiental identificado, suas causas, e categorias de probabilidade, severidade decorrentes dos possíveis volumes de agentes hidrocarbonetos possíveis de serem liberados para o mar, e de riscos decorrentes.

As atividades da operação constantes do Projeto de Desativação apresentadas na descrição das operações, subsidiaram a elaboração da planilha de hipóteses acidentais da APP apresentada na Tabela 1.1-1 – Planilhas de APP (mostrada após o item 1.6 deste documento).

1.2. Considerações

A rota de recolhimento das linhas será inspecionada visualmente com auxílio de ROV (*Remote Operated Vehicle*). Caso ocorra choque do ROV com outras linhas, a energia envolvida não gera consequências às mesmas. Para a desconexão das linhas será utilizado um ROV de uma embarcação PLSV.

Além dos perigos específicos da desmobilização, foram avaliados aqueles externos, como abalroamentos de outras embarcações com a embarcação recolhedoras de linhas, amarras e de apoio às operações, e ainda, acidentes com helicópteros.

Durante as atividades, nas quais serão utilizadas embarcações PLSV, AHTS e RSV, existe a possibilidade de reabastecimentos na locação, razão pela qual os riscos desta operação também foram considerados.

Não há a possibilidade de ocorrência de acidentes ocasionados por ancoragem, durante as atividades, relacionados com a PLSV, pois estas embarcações são dotadas de posicionamento dinâmico (DP) e o utilizam para realizar as atividades.

Em cada módulo de análise da APP – Análise Preliminar de Perigos, os poços foram agrupados por similaridade.

1.3. Categorias de frequência, severidade e riscos

Para classificação dos riscos ao meio ambiente, associados às hipóteses acidentais identificadas nas planilhas de APP, utilizou-se o critério de categorias de frequência, severidade e riscos usuais nestes estudos, conforme norma Petrobras N-2782, descrito a seguir:

Categorias de frequência

A Tabela 1.3-1 fornece a classificação de probabilidade de ocorrência (frequência) das hipóteses acidentais para hierarquização qualitativa.

Tabela 1.3-1 – Categoria de Frequência.

Categoria	Denominação	Descrição
A	Extremamente remota	Conceitualmente possível, mas sem referências na indústria
B	Remota	Não esperado ocorrer, apesar de haver referências em Instalações similares na indústria
C	Pouco Provável	Pouco provável de ocorrer durante a vida útil de um conjunto de unidades similares
D	Provável	Possível de ocorrer uma vez durante a vida útil da instalação
E	Frequente	Possível de ocorrer muitas vezes durante a vida útil da instalação

Categorias de Severidade

Para efeitos de gradação da severidade ao meio ambiente a Tabela 1.3-2 fornece as categorias de consequências, aplicáveis tanto a óleo diesel quanto ao óleo de Piranema.

Tabela. 1.3-2 – Categorias de Severidade.

Tipo de Ambiente (água)	Severidade		(V) m ³ / grau API
	Categoria	Denominação	$35 \leq \text{API} < 45$
2 - Regiões Costeiras	V	Catastrófica	≥ 350
	IV	Crítica	$35 \leq V < 350$
	III	Média	$2 \leq V < 35$
	II	Marginal	$0,2 \leq V < 2$
	I	Desprezível	$V < 0,2$

Categorias de Risco

A combinação das categorias de Frequência com as de Severidade fornece indicação qualitativa do nível de risco das hipóteses acidentais identificadas para as atividades mais significativas das operações, em termos de danos ao meio ambiente, conforme especificado na Tabela 1.3-3.

Tabela 1.3-3 – Matriz de Riscos.

			CATEGORIA DE FREQUENCIA					
			DESCRIÇÃO	A Extremamente remota Conceitualmente possível, mas sem referências na indústria	B Remota Não esperado ocorrer, apesar de haver referências em instalações similares na indústria	C Pouco Provável Pouco provável de ocorrer durante a vida útil de um conjunto de unidades similares	D Provável Possível de ocorrer uma vez durante a vida útil da instalação	E Frequente Possível de ocorrer muitas vezes durante a vida útil da instalação
CATEGORIAS DE SEVERIDADE	V	Catastrófica	Danos severos em áreas sensíveis ou se estendendo para outros locais	M	M	NT	NT	NT
	IV	Crítica	Danos severos com efeito localizado	T	M	M	NT	NT
	III	Média	Danos moderados	T	T	M	M	NT
	II	Marginal	Danos leves	T	T	T	M	M
	I	Desprezível	Danos insignificantes	T	T	T	T	M

A matriz de riscos apresentada a seguir classifica as hipóteses acidentais em 3 (três) categorias, conforme Tabela 1.3-4:

Tabela 1.3-4 – Categorias de Riscos.

Categorias de Riscos	Descrição
Tolerável (T)	Não há necessidade de medidas adicionais. A monitoração é necessária para assegurar que os controles sejam mantidos.
Moderado (M)	Controles adicionais devem ser avaliados com o objetivo de obter-se uma redução dos riscos e implementados àqueles considerados praticáveis.
Não Tolerável (NT)	Os controles existentes são insuficientes. Métodos alternativos devem ser considerados para reduzir a probabilidade de ocorrência e, adicionalmente, as consequências, de forma a trazer os riscos para regiões de menor magnitude de riscos (regiões ALARP ou tolerável).

1.4. Planilhas de APP

As planilhas de APP se encontram na Tabela – 1.1-1 – Planilhas de APP.

1.5. Matriz de risco da operação

A Tabela 1.5-1 apresenta a matriz referencial de riscos do projeto.

Tabela 1.5-1 – Matriz Referencial de Riscos¹.

Matriz de Riscos		Frequência					Total
		A	B	C	D	E	
Severidade	V	3	2	-	-	-	5 16,67%
	IV	-	1	-	-	-	1 3,33%
	III	4	3	-	-	-	7 23,33%
	II	2	3	1	-	-	6 20,00%
	I	3	3	5	-	-	11 36,67%
Total		12 40%	12 40%	6 20%	- -	- -	30 100,00%

⁽¹⁾ Os números dentro das células referem-se ao número de cenários classificados em cada categoria.

A Tabela 1.5-2 representa a distribuição dos cenários de riscos identificados por categoria de risco.

Tabela 1.5-2 – Distribuição dos Cenários por Categoria de Risco.

Tolerável (T)	Moderado (M)	Não Tolerável (NT)	Total
24	6	-	30
80%	20%	-	100%

1.6 - Bibliografia

American Institute of Chemical Engineers (AIChE) - "Guidelines for Hazard Evaluation Procedures" Analysis, AIChE, New York, USA, 1987;

WOAD-Worldwide Offshore Accident Databank, Statistical Report 1998;

BRASIL. Resolução CONAMA nº 398, de 11 de junho de 2008. Dispõe sobre o conteúdo mínimo do Plano de Emergência Individual para incidentes de poluição por óleos em águas sob jurisdição nacional, originados em portos organizados, instalações portuárias, terminais, dutos, sondas terrestres, plataformas e suas instalações de apoio, refinarias, estaleiros, marinas, clubes náuticos e instalações similares, e orienta a sua elaboração. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 12 de junho de 2008.

Norma Petrobras N-2782 - Técnicas Aplicáveis a Análise de Riscos Industriais.

Tabela 1.1-1 - Planilhas de APP.

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEV.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HA
Módulo 1 – Lavagem das linhas e equipamentos submarinos conectados – Não foram evidenciados eventos que proporcionem vazamento significativo de óleo para o mar (operações sem a utilização de sonda).								
Pequeno Vazamento de Água Oleosa	Furo na linha por corrosão durante a operação de lavagem.	Visual Indicador de pressão	Alteração da qualidade da água do mar.	C	I	T	<ul style="list-style-type: none"> • Observar planejamento prévio da operação (P) • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P) • Acionar o Plano de Resposta a Emergência (PRE) se necessário (M); • Acionar o Plano de Emergência Individual se necessário (PEI) (M); • Acionar o PEVO-SEAL se necessário (M); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P) 	1
Pequeno Vazamento de Água Oleosa	Ruptura de linha por choque mecânico.	Visual	Alteração da qualidade da água do mar.	B	I	T	<ul style="list-style-type: none"> • Observar planejamento prévio da operação (P) • Acionar o PEVO-SEAL se necessário (M); • Acionar o Plano de Resposta a Emergência (PRE) se necessário (M); • Acionar o Plano de Emergência Individual se necessário (PEI) (M); • Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P) 	2

Tabela 1.1-1 - Planilhas de APP (continuação)

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. FREQ	CAT. SEV.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HA
Módulo 1 – Preparação das linhas dos poços produtores de óleo e injetores de gás, visando à desconexão nas ANMs e no FPSO Piranema Spirit.								
Pequeno Vazamento de Diesel	Furo da linha em operação de lavagem por corrosão.	Visual	Alteração da qualidade da água do mar.	C	II	T	<ul style="list-style-type: none"> Observar planejamento prévio da operação (P) Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (M). Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (M). Acionar o Plano de Resposta a Emergência (PRE) se necessário (M). Acionar o Plano de Emergência Individual (PEI) se necessário (M). 	3
Médio Vazamento de Diesel	Ruptura de linha por choque mecânico.	Visual Indicador de pressão	Alteração da qualidade da água do mar.	A	IV	T	<ul style="list-style-type: none"> Observar planejamento prévio da operação (P) Acionar o PEVO-SEAL se necessário (M); Observar planejamento prévio da operação (P) Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); Acionar o Plano de Resposta a Emergência (PRE) se necessário (M); Acionar o Plano de Emergência Individual (PEI) se necessário (M). 	4
Pequeno Vazamento de Óleo	Furo de linhas de poços de produção por corrosão ou choque mecânico durante a operação.	Visual ROV	Alteração da qualidade da água do mar.	B	I	T	<ul style="list-style-type: none"> Observar planejamento prévio da operação (P) Acionar o PEVO-SEAL se necessário (M); Observar planejamento prévio da operação (P) Seguir programa de inspeções periódicas e manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos na operação (P); Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P). Acionar o Plano de Resposta a Emergência (PRE) se necessário (M); Acionar o Plano de Emergência Individual (PEI) se necessário (M). 	5

Tabela 1.1-1 - Planilhas de APP (continuação)

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEV.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS/OBSERVAÇÕES	HA
Poços								
SES-149 e PRM-12 (Poços não surgentes para o fundo do mar)								
Pequena liberação de óleo e gás produzido - fundo do mar	Falha da ANM e SCPS (vazamento por flanges, anéis, etc.)	Visual	Vazamento de óleo e gás para o mar	A	I	T	<ul style="list-style-type: none"> Cadastrar no SGO área de restrição para a navegação em torno do poço, de acordo com o critério de distância a poço adjacente da N-2765. 	6
	Falha nos Conjuntos Solidários de Barreiras Primário.	Visual	Vazamento de óleo e gás para o mar	A	I	T	<ul style="list-style-type: none"> Elaborar e cumprir Plano de Monitoramento do poço para abandono temporário (SGIP). 	7
	Dano catastrófico à ANM ou SCPS (elementos compartilhados dos Conjuntos Solidários de Barreira)	Visual	Vazamento de óleo e gás para o mar	A	I	T	<ul style="list-style-type: none"> Comunicação à CPSE a restrição à navegação na área do poço para emissão de Alerta aos Navegantes. Implementar inspeção diferenciada ANM cada 6 meses para verificação visual. Como o estudo de avaliação de urgência concluiu que o poço SES-149 e PRM-12 não são surgentes para o fundo do mar, não deve haver liberação de óleo e gás produzido se houver dano ou falhas à ANM, ao SCPS ou aos CSBs. 	8

Tabela 1.1-1 - Planilhas de APP (continuação)

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEV.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS/OBSERVAÇÕES	HA
Poços PRM-02, PRM-03, PRM-04D, PRM 05, PRM 07, PRM-09 e PRM 13								
Pequena liberação de óleo e gás produzido - fundo do mar	Falha ou dano na ANM e SCPS (vazamento por flanges, anéis, etc.)	Visual	Vazamento de óleo e gás para o mar	B	III	T	<ul style="list-style-type: none"> Cadastrar no SGO área de restrição para a navegação em torno do poço, de acordo com o critério de distância a poço adjacente da N-2765. Elaborar e cumprir Plano de Monitoramento do poço para abandono temporário (SGIP). Comunicação à CPSE a restrição à navegação na área do poço para emissão de Alerta aos Navegantes. Implementar inspeção diferenciada ANM cada 6 meses para verificação visual. 	9
	Falha nos Conjuntos Solidários de Barreiras Primário.	Visual	Vazamento de óleo e gás para o mar	A	III	T		10
Grande liberação de óleo e gás produzido - fundo do mar	Dano catastrófico à ANM ou SCPS (elementos compartilhados dos Conjuntos Solidários de Barreira)	Visual	Vazamento de óleo e gás para o mar	B	V	M		11
	Falha nos Conjuntos Solidários de Barreiras Primário.	Visual	Vazamento de óleo e gás para o mar	A	V	M		12

Tabela 1.1-1 - Planilhas de APP (continuação)

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEV.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS/OBSERVAÇÕES	HA
Módulo 2 – Desconexão das linhas dos poços produtores de óleo e injetores de gás nas ANMs.								
Poços PRM-02, PRM-03, PRM-04D, PRM-05, PRM-07, PRM-09, PRM-12 e PRM-13								
Vazamento de óleo para o mar após desconexão e antes do tamponamento	DHSV não estanque ou aberta + válvula M1 aberta ou não estanque + Válvula W1 (ou XO + W2) aberta ou não estanque.	Visual	Poluição do mar.	B	II	T	<ul style="list-style-type: none"> Com exceção dos poços 4-SES-149A e 3-PRM-12-SES, todos os poços conectados ao FPSO Piranema Spirit são surgentes para o fundo do mar. 	13
Vazamento de óleo para o mar após tamponamento	Tampão não estanque + DHSV não estanque ou aberta + válvula M1 aberta ou não estanque + Válvula W1 (ou XO + W2) aberta ou não estanque.	Visual	Poluição do mar.	A	II	T	<ul style="list-style-type: none"> Inserir a inspeção detalhada do flange instalado no MCV no plano de inspeção das ANM tamponadas. 	14
Poço SES-149 (Poços não surgente para o fundo do mar e sem DHSV)								
Vazamento de óleo para o mar após desconexão e antes do tamponamento	Válvula M1 aberta ou não estanque + Válvula W1 (ou XO + W2) aberta ou não estanque.	Visual	Poluição do mar.	B	II	T	<ul style="list-style-type: none"> Com exceção dos poços 4-SES-149A e 3-PRM-12-SES, todos os poços conectados ao FPSO Piranema Spirit são surgentes para o fundo do mar. 	15
Vazamento de óleo para o mar após tamponamento	Tampão não estanque + válvula M1 aberta ou não estanque + Válvula W1 (ou XO + W2) aberta ou não estanque.	Visual	Poluição do mar.	A	II	T	<ul style="list-style-type: none"> Inserir a inspeção detalhada do flange instalado no MCV no plano de inspeção das ANM tamponadas. 	16

Tabela 1.1-1 - Planilhas de APP (continuação)

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. FREQ	CAT. SEV.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HA
Módulo 3 – Pull out dos risers de coleta e abandono temporário no fundo do mar.								
Pequeno Vazamento de Água Oleosa	Ruptura de linha recolhida por choque mecânico.	Visual	Alteração da qualidade da água do mar.	C	I	T	<ul style="list-style-type: none"> Observar planejamento prévio da operação (P); Acionar o PEVO-SEAL se necessário (M); Inspeção/certificação do guincho e dos equipamentos utilizados na operação (P) 	17
Pequeno Vazamento de Água Oleosa	Abalroamento com outras embarcações envolvidas na operação.	Visual	Alteração da qualidade da água do mar.	C	I	T	<ul style="list-style-type: none"> Observar planejamento prévio da operação (P); Acionar o PEVO-SEAL se necessário (M); Inspeção/certificação do guincho e dos equipamentos utilizados na operação (P). 	18
Pequeno Vazamento de Água Oleosa	Falha na operação do guindaste e guincho da unidade.	Visual	Alteração da qualidade da água do mar.	C	I	T	<ul style="list-style-type: none"> Observar planejamento prévio da operação (P); Acionar o PEVO-SEAL se necessário (M); Inspeção/certificação do guincho e dos equipamentos utilizados na operação (P). 	19
Módulo 4 – Recolhimento dos dutos flexíveis e equipamentos submarinos.								
Pequeno Vazamento de Óleo	Rompimento de duto devido a problemas de fadiga.	Visual ROV Sonda	Alteração da qualidade da água do mar.	B	I	T	<ul style="list-style-type: none"> Observar planejamento prévio da operação (P); Acionar o PEVO-SEAL se necessário (M); Inspeção/certificação dos equipamentos utilizados na operação (P). 	20

Tabela 1.1-1 - Planilhas de APP (continuação)

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. FREQ	CAT. SEV.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS/OBSERVAÇÕES	HA
Módulo 5 – Abandono temporário dos poços produtores de óleo e injetores de gás.								
Poços PRM-02, PRM-03, PRM-04D, PRM-05, PRM-07, PRM-09 e PRM-13								
Pequena liberação de gás e óleo para o fundo do mar	Perda de estanqueidades das válvulas M1, W1 e DHSV.	Visual (identificação de mancha de óleo na superfície e/ou durante a inspeção da ANM com ROV)	Vazamento de óleo e gás para o mar	A	III	T	<ul style="list-style-type: none">Manter o plano anual de inspeções determinísticas da ANM para verificar o status da integridade do equipamento.O poço encontra-se com tree cap conectada na ANM. Comutar as válvulas M1 e W1 na Tree Cap para 45° a fim de evitar a possível pressurização dos tubing da ANM devido à ação das bactérias, para evitar a abertura indevida das mesmas.	21
Grande liberação de gás e óleo para o fundo do mar	Abertura espúria das válvulas M1 W1 e DHSV.	Visual (identificação de mancha de óleo na superfície e/ou durante a inspeção da ANM com ROV)	Vazamento de óleo e gás para o mar	A	V	M		22
Poço PRM-12 (Poço não surgente para o fundo do mar)								
Pequena liberação de gás e óleo para o fundo do mar	Perda de estanqueidades das válvulas M1, W1 e DHSV.	Visual (identificação de mancha de óleo na superfície e/ou durante a inspeção da ANM com ROV)	Vazamento de óleo e gás para o mar	A	III	T	<ul style="list-style-type: none">Manter o plano anual de inspeções determinísticas da ANM para verificar o status da integridade do equipamento.O poço encontra-se com tree cap conectada na ANM. Comutar as válvulas M1 e W1 na Tree Cap para 45° a fim de evitar a possível pressurização dos tubing da ANM devido à ação das bactérias, para evitar a abertura indevida das mesmas.	23
Poço SES-149 (Poço não surgente para o fundo do mar e sem DHSV)								
Pequena liberação de gás e óleo para o fundo do mar	Perda de estanqueidades das válvulas M1e W1.	Visual (identificação de mancha de óleo na superfície e/ou durante a inspeção da ANM com ROV)	Vazamento de óleo e gás para o mar	A	III	T	<ul style="list-style-type: none">Manter o plano anual de inspeções determinísticas da ANM para verificar o status da integridade do equipamento.O poço encontra-se com tree cap conectada na ANM. Comutar as válvulas M1 e W1 na Tree Cap para 45° a fim de evitar a possível pressurização dos tubing da ANM devido à ação das bactérias, para evitar a abertura indevida das mesmas.	24

Tabela 1.1-1 - Planilhas de APP (continuação)

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. FREQ.	CAT. SEV.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS/OBSERVAÇÕES	HA
Módulo 6 – Manutenção do abandono temporário dos poços 3-SES-154 e 8-PRM-08, até 2019 (Poços desconectados do FPSO Piranema Spirit)								
Poços SES-154 e PRM-08								
Pequena liberação de gás e óleo para o fundo do mar	Abertura espúria das válvulas W1.	Visual (identificação de mancha de óleo na superfície e/ou durante a inspeção da ANM com ROV)	Vazamento de óleo e gás para o mar	B	III	T	<ul style="list-style-type: none"> Manter o plano anual de inspeções determinísticas da ANM para verificar o status da integridade do equipamento. O poço encontra-se com <i>tree cap</i> conectada na ANM. Comutar as válvulas M1 e W1 na <i>Tree Cap</i> para 45° a fim de evitar a possível pressurização dos <i>tubing</i> da ANM devido à ação das bactérias, para evitar a abertura indevida das mesmas. 	25
Grande liberação de gás e óleo para o fundo do mar	Abertura espúria das válvulas M1 e W1.	Visual (identificação de mancha de óleo na superfície e/ou durante a inspeção da ANM com ROV)	Vazamento de óleo e gás para o mar	A	V	M		26

Tabela 1.1-1 - Planilhas de APP (continuação)

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CATEG. FREQ	CATEG. SEV.	CATEG. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	H A
Módulo 7: Operações de reabastecimento de diesel com barcos de serviço e operações com aeronaves.								
Pequeno vazamento de óleo diesel para o mar.	Furo no mangote de transferência de óleo diesel para abastecimento das Embarcações por: Corrosão. Falha de material.	Visual.	Alteração da qualidade da água do mar.	C	I	T	<ul style="list-style-type: none"> Seguir procedimento operacional relativo a abastecimento de diesel (P). Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas (P); Realizar testes hidrostáticos nos mangotes ou linhas de transferência de diesel (P); Armazenar adequadamente os mangotes (P); Realizar inspeções visuais, periodicamente, nos mangotes e tomadas de diesel (P) Utilizar mangotes flutuantes para a transferência de óleo diesel (P). Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P). 	27
Pequeno vazamento de óleo diesel para o mar.	Desconexão ou rompimento do mangote de transferência por: Falha na conexão do mangote.	Visual.	Alteração da qualidade da água do mar.	B	III	T	<ul style="list-style-type: none"> Seguir procedimento operacional relativo a abastecimento de diesel (P). Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas (P). Realizar inspeções visuais, periodicamente, nos mangotes e tomadas de diesel (P). Utilizar mangotes flutuantes para a transferência de óleo diesel (P). Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P). Acionar o Plano de Emergência Individual da Unidade e o PEVO-SEAL (M). 	28

Tabela 1.1-1 - Planilhas de APP (continuação)

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CATEG. FREQ	CATEG. SEV.	CATEG. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HA
Módulo 7: Operações de reabastecimento de diesel com barcos de serviço e operações com aeronaves.								
Vazamento de QAV.	Queda / Colisão de helicóptero com Embarcações envolvidas na operação por: Erro operacional ou do equipamento durante a aterrissagem ou decolagem. Choque com guindaste. Adversidades climáticas.	Visual	Alteração da qualidade da água do mar.	B	II	T	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir os procedimentos de comunicação entre helicóptero e navio antes de decolar ou aterrissar. • Seguir procedimentos de segurança voo estabelecidos pelo DAC (P). • Seguir programa de contratação de mão de obra qualificada (P). • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência (P); • Acionar o Plano de Resposta a Emergência (PRE) da Unidade (M). • Acionar o Plano de Emergência Individual da Unidade e o PEVO-SEAL (M). 	29
Grande Vazamento de Diesel	Ruptura em tanques de carga laterais do PLSV devido a abaloamento com embarcação de serviço. Estimativa de volume: 15.975,00 m ³	Visual	Alteração da qualidade da água do mar e biota associada.	B	V	M	<ul style="list-style-type: none"> • Observar planejamento prévio da operação (P); • Se necessário acionar o PEVO-SEAL (M). • Interromper operação de conexão caso as condições climáticas sejam adversas (P). • Seguir procedimentos de segurança para aproximação de plataformas marítimas e embarcações (P). 	30

2. IDENTIFICAÇÃO E AVALIAÇÃO DE IMPACTOS AMBIENTAIS (AIA)

A identificação e avaliação de impactos ambientais foram realizadas com base na análise dos aspectos das atividades a serem realizadas para a desativação da Plataforma FPSO Piranema.

Os aspectos ambientais abordados foram definidos a partir da avaliação dos procedimentos operacionais inerentes às atividades a serem realizadas, conforme previsto na descrição da operação de desativação, a qual considera o recolhimento de todas as linhas flexíveis instaladas e amarras de topo. Os fatores ambientais foram selecionados e suas sensibilidades atribuídas em função do conhecimento prévio do ambiente onde será realizada a atividade.

São apresentadas, ao final desta seção, as Matrizes de Identificação e Avaliação dos Impactos (conforme critérios definidos a seguir) associados a eventos operacionais efetivos e eventos operacionais acidentais relativos à atividade objeto deste documento, considerando os meios físico, biótico (Anexo 10) e socioeconômico (Anexo 11).

Resumidamente, a desativação do empreendimento, poderá gerar impactos ambientais:

i) **efetivos:** decorrentes da ressuspensão de sedimentos em função do recolhimento das estruturas, da movimentação de embarcações de apoio, da ocupação do espaço marítimo, do descarte de efluentes e resíduos orgânicos, da geração de resíduos sólidos, do deslocamento das linhas flexíveis e sistemas de ancoragem ao longo da coluna d'água, de emissões atmosféricas, da liberação de produtos químicos e água oleosa para o mar contidos nas linhas durante o recolhimento; e

ii) **potenciais:** decorrentes de vazamento acidental de óleo, óleo diesel, água oleosa, QAV (combustível querosene de aviação) além do trânsito de embarcações e da disseminação de espécies exóticas invasoras pelo assentamento de riseres no fundo do mar.

2.1 – Classificação e definição dos critérios adotados

Os impactos ambientais associados às atividades de desativação da FPSO Piranema foram identificados e avaliados com base nas orientações e critérios constantes na Nota Técnica nº 10/2012 - CGPEG/DILIC/IBAMA, sobre a Identificação e Avaliação de Impactos Ambientais, que é apresentada na Tabela 2.1-1.

Tabela 2.1-1 Critérios de Classificação (NOTA TÉCNICA N° 10/2012 - CGPEG/DILIC/IBAMA)

CLASSE	
EFETIVO OPERACIONAL	quando o impacto está associado a condições normais de operação. Cabe esclarecer que impactos associados a condições normais de operação, cuja probabilidade de ocorrência seja inferior a 100% (ex: impactos associados ao abalroamento de organismos marinhos ou petrechos de pesca por embarcações) devem ser avaliados como "efetivo/operacional".
POTENCIAL	quando se trata de um impacto associado a condições anormais do empreendimento.
NATUREZA	
NEGATIVO	quando representa deterioração da qualidade do fator ambiental afetado.
POSITIVO	<p>quando representa melhoria da qualidade do fator ambiental afetado. Cabe ressaltar que esta avaliação pode apresentar certo grau de subjetividade, dependendo do fator ambiental afetado e do aspecto ambiental gerador do impacto. A fim de minimizar este caráter subjetivo, deve ser seguida a seguinte orientação: impactos sobre os meios físico ou biótico que representem alterações nas condições originalmente presentes antes da instalação/operação/desativação do empreendimento devem, a princípio, ser avaliados como "negativos" (exceções deverão ser devidamente fundamentadas).</p> <p>Impactos sobre o meio socioeconômico que dependam de condições externas para avaliação de sua natureza, devem ser descritos com esta contingência e com a indicação dos cenários que caracterizam o impacto como "positivo" ou "negativo".</p>
FORMA DE INCIDÊNCIA	
DIRETO	quando os efeitos do aspecto gerador sobre o fator ambiental em questão decorrem de uma relação direta de causa e efeito.
INDIRETO	quando seus efeitos sobre o fator ambiental em questão decorrem de reações sucessivas não diretamente vinculadas ao aspecto ambiental gerador do impacto.
TEMPO DE INCIDÊNCIA	
IMEDIATO	quando os efeitos no fator ambiental em questão se manifestam durante a ocorrência do aspecto ambiental causador.
POSTERIOR	quando os efeitos no fator ambiental em questão se manifestam após decorrido um intervalo de tempo da cessação do aspecto ambiental causador.

ABRANGÊNCIA ESPACIAL

LOCAL	quando os efeitos sobre o fator ambiental em questão estão restritos em um raio de 5 (cinco) quilômetros; para o meio socioeconômico a abrangência espacial é local quando o impacto é restrito a 1 (um) município.
REGIONAL	quando os efeitos sobre o fator ambiental em questão ultrapassam um raio de 5 (cinco) quilômetros; para o meio socioeconômico a abrangência espacial é regional quando o impacto afeta mais de 1 (um) município.
SUPRERREGIONAL	quando os efeitos sobre o fator ambiental em questão ultrapassam um raio de 5 (cinco) quilômetros e apresentam caráter nacional, continental ou global; para o meio socioeconômico a abrangência é suprarregional quando o impacto afeta mais de 1 (um) município e apresenta caráter nacional, continental ou global.

DURAÇÃO

IMEDIATA	quando os efeitos sobre o fator ambiental em questão têm duração de até cinco anos.
CURTA	quando os efeitos do impacto sobre o fator ambiental em questão têm duração de cinco até quinze anos.
MÉDIA	quando os efeitos do impacto sobre o fator ambiental em questão têm duração de quinze a trinta anos.
LONGA	quando os efeitos do impacto sobre o fator ambiental em questão têm duração superior a trinta anos.

Obs.: Cabe observar que os intervalos de duração utilizados neste critério são os mesmos que estão estabelecidos no decreto nº 6.848/2009 (que regulamenta a compensação ambiental estabelecida pelo Art. 36 da lei nº 9.985/2000 – SNUC) para o cálculo do grau de impacto do empreendimento. Ressalta-se que os impactos avaliados como “cíclicos” ou “intermitentes” (com relação ao critério “frequência”) devem ter a “duração” avaliada considerando-se o somatório das durações dos efeitos de cada ocorrência e, ainda, as propriedades cumulativas e sinérgicas do impacto.

PERMANÊNCIA

O critério de “permanência” é diretamente relacionado ao critério “duração”. Os impactos de imediata, curta ou média duração são avaliados como “temporários”, e os de longa duração são considerados como “permanente”.

REVERSIBILIDADE

REVERSÍVEL	quando existe a possibilidade do fator ambiental afetado retornar às condições semelhantes àsquelas antes da incidência do impacto.
IRREVERSÍVEL	quando a possibilidade do fator ambiental afetado retornar às condições semelhantes àsquelas antes da incidência do impacto não existe ou é desprezível.

CUMULATIVIDADE

Entende-se que a simples classificação de um impacto como “cumulativo” ou “não cumulativo” não é suficiente para uma devida análise desta propriedade, diante da complexidade das inter-relações que podem ser observadas nos ecossistemas e entre os impactos. Assim, é necessário que na descrição detalhada do impacto sejam descritas e analisadas as interações associadas a cada impacto, considerando: a variedade nas características dos fatores Ambientais sob a influência do empreendimento; a possibilidade de interação com os impactos oriundos de outras atividades e/ou empreendimentos; e as possibilidades de interação entre os impactos ambientais e suas consequências para os fatores ambientais afetados. À luz desta análise, o impacto deverá ser classificado conforme as categorias abaixo descritas (observe-se que o impacto, de acordo com suas característica, pode ser classificado em mais de uma categoria):

NÃO CUMULATIVO	nos casos em que impacto não acumula no tempo ou no espaço; não induz ou potencializa nenhum outro impacto; não é induzido ou potencializado por nenhum outro impacto; não apresenta interação de qualquer natureza com outro(s) impacto(s); e não representa incremento em ações passadas, presentes e razoavelmente previsíveis no futuro (EUROPEAN COMMISSION, 2001)
CUMULATIVO	nos casos em que o impacto incide sobre um fator ambiental que seja afetado por outro(s) impacto(s) de forma que haja relevante cumulatividade espacial e/ou temporal nos efeitos sobre o fator ambiental em questão.
INDUTOR	nos casos que a ocorrência do impacto induz a ocorrência de outro(s) impacto(s).
INDUZIDO	nos casos em que a ocorrência do impacto seja induzida por outro impacto.
SINÉRGICO	nos casos em há potencialização nos efeitos de um ou mais impactos em decorrência da interação espacial e/ou temporal entre estes.

FREQUÊNCIA

(Obs.: este critério se aplica somente aos impactos da classe "efetivo/operacional")

PONTUAL	quando ocorre uma única vez durante a etapa em questão (planejamento, instalação, operação ou desativação).
CONTÍNUO	quando ocorre de maneira contínua durante a etapa em questão (ou durante a maior parte desta).
CÍCLICO	quando ocorre com intervalos regulares (ou seja, com um período constante) durante a etapa em questão.
INTERMITENTE	quando ocorre com intervalos irregulares ou imprevisíveis durante a etapa em questão.

Ressalta-se que, sempre que possível, na descrição detalhada de cada impacto deverá ser informado: o momento de ocorrência dos impactos “pontuais” (relativo a uma data ou a um fator externo identificável); os momentos previstos para início e término dos impactos “contínuos”; o período (intervalo de tempo entre as ocorrências) dos impactos “cíclicos”; e o número de ocorrências previstas ou estimadas para os impactos “intermitentes”, informando também, quando possível, o momento de cada ocorrência.

MAGNITUDE

É a intensidade da alteração provocada pelo aspecto ambiental sobre o fator ambiental afetado. Também pode ser compreendida como a medida da diferença entre a qualidade do fator ambiental antes da incidência do impacto e durante e/ou após a incidência deste, devendo ser avaliada, qualitativamente, como “**baixa**”, “**média**” ou “**alta**”. No caso do impacto poder apresentar magnitude variável, devem ser descritos os possíveis cenários que afetam a avaliação da magnitude do impacto, indicando qual é magnitude esperada em cada um destes.

MEIO FÍSICO

BAIXA	quando se espera uma alteração da qualidade do fator ambiental pouco perceptível através de medições tradicionais.
MÉDIA	quando se espera uma alteração nas características hidrodinâmicas ou sedimentológicas perceptível através de medições tradicionais. No que tange aos aspectos químicos, quando for esperada uma alteração nas concentrações dos elementos orgânicos e inorgânicos na água e no sedimento.
ALTA	quando se espera uma alteração expressiva nas características hidrodinâmicas ou sedimentológicas. Ou quando for esperada uma alteração drástica nas concentrações dos elementos orgânicos e inorgânicos na água e no sedimento.

MEIO BIÓTICO

BAIXA	quando se espera que a alteração comprometa organismos individualmente (distúrbios metabólicos e fisiológicos, anomalias morfológicas, inibição de mitose, entre outros), sem afetar a população de forma perceptível.
MÉDIA	quando se espera que a alteração seja percebida na população (distúrbios comportamentais, de crescimento, reprodução, abundância, entre outros).
ALTA	quando se espera que a alteração ocorra em estrutura e funções, comprometendo comunidades

IMPORTÂNCIA

(Para os fins da Nota Técnica a “importância” do impacto se equivale à sua “significância”.)

A interpretação da importância de cada impacto pode ser considerada como a etapa crucial da AIA, o que é largamente reconhecido (LAWRENCE, 2007b). Esta etapa corresponde a um juízo da relevância do impacto, o que pode ser entendido como interpretar a relação entre: a alteração no fator ambiental (representada pela magnitude do impacto); a relevância deste fator ambiental no nível de ecossistema/bioma e no nível socioeconômico; e as consequências do impacto. A importância deve ser interpretada por meio da conjugação entre a magnitude do impacto e a sensibilidade do fator ambiental afetado, conforme demonstrado no quadro a seguir:

Quadro para avaliação da importância do impacto

Magnitude

Sensib. Ambiental	Baixa	Média	Alta
Baixa	Pequena	Média	Média
Média	Média	Média	Grande
Alta	Média	Grande	Grande

Conforme observado por Lawrence (2007b), “preferencialmente, a determinação da importância dos impactos deve explorar e integrar múltiplas perspectivas”. Consequentemente, exceções ao quadro representado acima podem ser aceitas desde que devidamente fundamentadas.

Quanto à sensibilidade do fator ambiental, esta deve ser avaliada, de forma qualitativa, como “baixa”, “média” ou “alta”, de acordo com as especificidades, propriedades e condições do fator ambiental. Também deve ser considerada a função e relevância do fator ambiental nos processos ambientais dos quais é parte, considerando:

1. No meio biótico:

- A estrutura e organização da comunidade.
- As relações tróficas.
- A biodiversidade.
- As áreas de alimentação.
- As áreas de reprodução e recrutamento.
- As áreas de preservação permanente (APP).
- As áreas de ressurgência.
- As espécies endêmicas e/ou raras.
- As espécies ameaçadas.
- A resiliência do sistema.
- O estado de conservação.
- A representatividade da população/comunidade/ecossistema e a existência de assembleias com características semelhantes em níveis de local a global.
- A importância científica (biológica, farmacológica, genética, bioquímica, etc.).
- A capacidade suporte do meio.
- Os períodos críticos (migração, alimentação, reprodução, recrutamento, etc.).
- O isolamento genético.
- As unidades de conservação da natureza (SNUC).
- As áreas prioritárias para conservação da biodiversidade (de acordo com o documento oficial do Ministério do Meio Ambiente).
- Os recursos pesqueiros.
- Os predadores de topo na teia trófica.
- O tamanho mínimo viável das populações.
- A produtividade do ecossistema.
- Os ciclos biogeoquímicos.

- Os nichos ecológicos (alteração, introdução e extinção de nichos).A68
- Outros fatores, condições, processos, etc., que não constam nesta relação e sejam considerados pertinentes pela equipe técnica responsável pela elaboração da avaliação de impacto ambiental.

2. No meio físico:

- A capacidade de diluição do corpo receptor.
- O regime hidrodinâmico e as variáveis meteoceanográficas (ondas, ventos, correntes, marés, etc.)
- A topografia e geomorfologia.
- A representatividade.
- Áreas de ressurgência.
- Mudanças climáticas e efeito estufa.
- A lâmina d'água.
- A qualidade ambiental prévia.
- Os ciclos biogeoquímicos.
- As unidades de conservação da natureza (SNUC).
- Outros fatores, condições, processos, etc., que não constam nesta relação e sejam considerados pertinentes pela equipe técnica responsável pela elaboração da avaliação de impactos ambientais.

3. No meio socioeconômico:

- A saúde, a segurança e o bem-estar de populações.
- A segurança alimentar de populações.
- A execução de atividades culturais, sociais e econômicas.
- As condições estéticas e sanitárias do meio ambiente.
- O patrimônio histórico, arqueológico, paleontológico, cultural, etc.
- O uso e ocupação do solo.
- A infraestrutura de serviços básicos (segurança pública, saúde, transporte, etc.)
- A atividade pesqueira e aquacultura.
- O exercício do direito de ir e vir.
- A paisagem natural e/ou antrópica.
- Os ciclos econômicos e respectivas cadeias produtivas.
- As unidades de conservação da natureza (SNUC).
- Áreas quilombolas, indígenas ou de populações tradicionais, demarcadas/homologadas ou não.
- Outros fatores, condições, processos, etc., que não constam nesta relação e sejam considerados pertinentes pela equipe técnica responsável pela elaboração da avaliação de impactos ambientais.

2.2 – AIA sobre os meios físico e biótico

Considerando que o descomissionamento corresponde à última fase de uma atividade já licenciada, os aspectos e impactos ambientais aqui apresentados referem-se àqueles já identificados por ocasião do licenciamento, atualizados à luz dos cenários operacionais novos, relacionados a esta etapa da atividade (descomissionamento), levando-se em consideração que serão recolhidos todos as linhas flexíveis e amarras de topo do fundo do mar.

Sob esse contexto, as matrizes apresentadas a seguir incluem a identificação e classificação de todos os impactos ambientais da fase de desativação do FPSO Piranema, efetivos e potenciais, com a devida discussão dos dois únicos identificados e classificados como de grande importância.

No caso do recolhimento das linhas flexíveis e amarras de topo, foram identificados 16 impactos ambientais efetivos (Tabela 2.2-1), sendo 13 de pequena importância e 3 de média importância para os aspectos envolvendo o recolhimento de linhas e equipamentos. No caso específico dos impactos efetivos de média importância, os fatores ambientais identificados estiveram associados à interferência com a comunidade de cetáceos, quelônios, sirênios e aves. Não foram identificados impactos ambientais de grande importância.

Quanto aos impactos potenciais (Tabela 2.2-2) foram identificados um total de 14, sendo 2 de grande importância e 12 de média importância. Dos impactos de média importância, a maioria foi associada aos cenários de vazamento acidental de óleo, óleo diesel, água oleosa e QAV, sendo potencialmente capazes de afetar a qualidade da água e a comunidade planctônica. No caso específico dos impactos potenciais de grande importância, os aspectos ambientais relacionados foram o grande vazamento de óleo diesel e petróleo (> 200 m³) afetando, respectivamente, a qualidade da água, a comunidade planctônica e a comunidade nectônica em geral, incluindo cetáceos, sirênios, quelônios, aves marinhas e ictiofauna.

Tabela 2.2-1. Matriz de Identificação e Avaliação de Impactos Ambientais Efetivos associados aos eventos operacionais.

Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental (Sensibilidade)	Impacto Ambiental	Natureza	Forma de incidência	Tempo de incidência	Abrangência espacial	Duração	Permanência	Reversibilidade	Cumulatividade	Frequência	Magnitude	Importância
Assentamento (abandono temporário) de risers e amarras de fundo e recolhimento de linhas do fundo marinho	1	Assoalho marinho (Sensib. Baixa)	Modificação da morfologia da camada mais superficial do assoalho marinho pela movimentação do sedimento	Negativo	Direto	Imediato	Local	Imediata	Temporário	Reversível	Não-Cumulativo	Contínuo	Baixa	Pequena
	2	Qualidade da água (Sensib. Baixa)	Alteração das características físico-químicas da água pela ressuspensão do sedimento	Negativo	Direto	Imediato	Local	Imediata	Temporário	Reversível	Cumulativo/Indutor	Contínuo	Baixa	Pequena
	3	Fauna bentônica (Sensib. Baixa)	Alteração da composição da biota pela relocação dos organismos	Negativo	Direto	Imediato	Local	Imediata	Temporário	Reversível	Não-Cumulativo	Contínuo	Baixa	Pequena
	4		Perda de exemplares da fauna bentônica posicionados no local do recolhimento e assentamento	Negativo	Direto	Imediato	Local	Longa	Permanente	Irreversível	Não-Cumulativo	Contínuo	Baixa	Pequena
	5	Ictiofauna (Sensib. Baixa)	Alteração da composição da biota pela relocação dos organismos	Negativo	Direto	Imediato	Local	Imediata	Temporário	Reversível	Não-Cumulativo	Contínuo	Baixa	Pequena

Tabela 2.2-1 - Matriz de Identificação e Avaliação de Impactos Ambientais efetivos associados aos eventos operacionais (Continuação).

Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental (Sensibilidade)	Impacto Ambiental	Natureza	Forma de incidência	Tempo de incidência	Abrangência espacial	Duração	Permanência	Reversibilidade	Cumulatividade	Frequência	Magnitude	Importância
Trânsito de embarcações e deslocamento das linhas e amarras ao longo da coluna d'água.	6	Sirênios, Cetáceos e Quelônios (Sensib. Alta)	Deslocamento de indivíduos posicionados nas trajetórias	Negativo	Indireto	Imediato	Regional	Imediata	Temporário	Reversível	Não-Cumulativo	Contínuo	Baixa	Média
	7	Ictiofauna (Sensib. Baixa)	Alteração da biota marinha	Negativo	Direto	Imediato	Local	Imediata	Temporário	Reversível	Não-Cumulativo	Contínuo	Baixa	Pequena
	8	Avifauna (Sensib. Alta)	Interferência com a avifauna devido à presença das embarcações de apoio	Negativo	Direto	Imediato	Local	Imediata	Temporário	Reversível	Não-Cumulativo	Contínuo	Baixa	Média
Geração de Ruídos pelas embarcações no local do recolhimento	9	Cetáceos e Quelônios (Sensib. Alta)	Alteração no deslocamento dos indivíduos	Negativo	Direto	Imediato	Regional	Imediata	Temporário	Reversível	Cumulativo/Sinérgico	Contínuo	Baixa	Média
Liberção de fluido Hidráulico dos umbilicais durante a desconexão e recolhimento	10	Qualidade da água (Sensib. Baixa)	Alteração das caract. físico-químicas da água	Negativo	Direto	Imediato	Local	Imediata	Temporário	Reversível	Indutor	Contínuo	Baixa	Pequena

Tabela 2.2-1 - Matriz de Identificação e Avaliação de Impactos Ambientais efetivos associados aos eventos operacionais (Continuação).

Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental (Sensibilidade)	Impacto Ambiental	Natureza	Forma de incidência	Tempo de incidência	Abrangência espacial	Duração	Permanência	Reversibilidade	Cumulatividade	Frequência	Magnitude	Importância
Descarte de efluentes sanitários e resíduos alimentares.	11	Qualidade da água (Sensib. Baixa)	Alteração das características físico-químicas da água	Negativo	Direto	Imediato	Local	Imediata	Temporário	Reversível	Indutor	Contínuo	Baixa	Pequena
	12	Ictiofauna (Sensib. Baixa)	Alteração da Biota marinha	Negativo	Indireto	Imediato	Local	Imediata	Temporário	Reversível	Induzido	Contínuo	Baixa	Pequena
	13	Comunidade Planctônica (Sensib. Baixa)	Alteração da Biota marinha	Negativo	Indireto	Imediato	Local	Imediata	Temporário	Reversível	Induzido	Contínuo	Baixa	Pequena
Descarte da água do mar utilizada para limpeza das linhas (TOG de até 15 mg/L).	14	Qualidade da água (Sensib. Baixa)	Alteração das características físico-químicas da água	Negativo	Direto	Imediato	Local	Imediata	Temporário	Reversível	Não cumulativo	Contínuo	Baixa	Pequena
Geração de emissões atmosféricas.	15	Qualidade do Ar (Sensib. Baixa)	Alteração das características físico-químicas do ar	Negativo	Direto	Imediato	Regional	Imediata	Temporário	Reversível	Não-Cumulativo	Contínuo	Baixa	Pequena
	16	Qualidade do Ar (Sensib. Baixa)	Contribuição antrópica para o efeito estufa.	Negativa	Direta	Imediato	Suprarregional	Imediata	Temporário	Irreversível	Cumulativo	Contínuo	Baixa	Pequena

Tabela 2.2-2 - Matriz de Identificação e Avaliação de Impactos Ambientais potenciais.

Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental (Sensibilidade)	Impacto Ambiental	Natureza	Forma de incidência	Tempo de incidência	Abrangência espacial	Duração	Permanência	Reversibilidade	Cumulatividade	Magnitude	Importância
Pequeno vazamento de óleo diesel no mar (< 8 m³) durante as operações de reabastecimento e colisão entre as embarcações e a UEP.	1	Qualidade da água (Sensib. Baixa)	Alteração das características físico-químicas da água	Negativo	Direto	Imediato	Local	Imediata	Temporário	Reversível	Indutor	Média	Média
Médio vazamento de óleo diesel no mar (entre 8 e 200 m³) durante as operações de reabastecimento e colisão entre as embarcações e a UEP.	2	Qualidade da água (Sensib. Baixa)	Alteração das características físico-químicas da água em função da contaminação da água do mar pelo vazamento acidental de até 60 m³ de óleo diesel	Negativo	Direto	Imediato	Regional	Imediata	Temporário	Reversível	Cumulativo/ Indutor	Média	Média
	3	Comunidade planctônica (Sensib. Baixa)	Alteração na comunidade planctônica em função da contaminação da água do mar pelo vazamento acidental de até 60 m³ de óleo diesel	Negativo	Direto	Imediato	Regional	Imediata	Temporário	Reversível	Cumulativo/ Induzido	Média	Média

Tabela 2.2-2 - Matriz de Identificação e Avaliação de Impactos Ambientais potenciais (Continuação).

Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental (Sensibilidade)	Impacto Ambiental	Natureza	Forma de incidência	Tempo de incidência	Abrangência espacial	Duração	Permanência	Reversibilidade	Cumulatividade	Magnitude	Importância
Grande vazamento de óleo diesel no mar (> 200 m3) devido à ruptura dos tanques laterais por colisão de embarcações de apoio com o PLSV.	4	Qualidade da água (Sensib. Baixa)	Alteração das características físico-químicas da água em função do vazamento acidental óleo diesel	Negativo	Direto	Imediato	Suprarregional	Imediata	Temporário	Reversível	Cumulativo/Indutor	Alta	Média
	5	Comunidade Planctônica (Sensib. Baixa)	Alteração na comunidade planctônica em função da contaminação da água do mar pelo vazamento acidental de óleo diesel	Negativo	Direto	Imediato	Suprarregional	Imediata	Temporário	Reversível	Cumulativo/Indutor/Induzido	Média	Média
	6	Comunidade nectônica (aves, quelônios, ictiofauna, cetáceos e sirênios) (Sensib. Alta)	Alteração na comunidade nectônica em função da contaminação da água do mar pelo vazamento acidental de óleo diesel	Negativo	Direto	Imediato	Suprarregional	Imediata	Temporário	Reversível	Cumulativo/Induzido	Média	Grande

Tabela 2.2-2 - Matriz de Identificação e Avaliação de Impactos Ambientais potenciais (Continuação).

Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental (Sensibilidade)	Impacto Ambiental	Natureza	Forma de incidência	Tempo de incidência	Abrangência espacial	Duração	Permanência	Reversibilidade	Cumulatividade	Magnitude	Importância
Derramamento de diesel, óleo e/ou água oleosa da limpeza de tanques de carga e de linhas para o mar.	7	Qualidade da água (Sensib. Baixa)	Alteração das características físico-químicas da água	Negativo	Direto	Imediato	Local	Imediata	Temporário	Reversível	Indutor	Média	Média
Pequena liberação/vazamento de óleo para o mar decorrente de: falha ou perda de estanqueidade em equipamentos submarinos, durante as operações de comissionamento e desconexão das linhas dos poços ou durante o abandono dos mesmos	8	Qualidade da água (Sensib. Média)	Alteração das características físico-químicas da água	Negativo	Direto	Imediato	Local	Imediata	Temporário	Reversível	Indutor	Média	Média

Tabela 2.2-2 - Matriz de Identificação e Avaliação de Impactos Ambientais potenciais (Continuação).

Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental (Sensibilidade)	Impacto Ambiental	Natureza	Forma de incidência	Tempo de incidência	Abrangência espacial	Duração	Permanência	Reversibilidade	Cumulatividade	Magnitude	Importância
Grande vazamento de óleo (petróleo) no mar (> 200 m3) devido a dano, falha ou perda de estanqueidade em equipamentos submarinos (ANM, válvulas, etc.), durante as operações de preparação das poços para abandono (limpeza) ou após o abandono temporário dos mesmos.	9	Qualidade da água (Sensib. Média)	Alteração das características físico-químicas da água	Negativo	Direto	Imediato	Suprarregional	Imediata	Temporário	Reversível	Cumulativo/Indutor	Alta	Média
	10	Comunidade planctônica (Sensib. Baixa)	Alteração da Biota marinha	Negativo	Direto	Imediato	Suprarregional	Imediata	Temporário	Reversível	Cumulativo/Indutor/Induzido	Média	Média
	11	Sirênios, Cetáceos, Quelônios, Ictiofauna e Aves (Sensib. Alta)	Alteração da Biota marinha	Negativo	Direto	Imediato	Suprarregional	Imediata	Temporário	Reversível	Cumulativo/Induzido	Média	Grande
Vazamento de QAV.	12	Qualidade da água (Sensib. Baixa)	Alteração das características físico-químicas da água	Negativo	Direto	Imediato	Local	Imediata	Temporário	Reversível	Indutor	Média	Média
Transito de embarcações	13	Sirênios, Cetáceos e Quelônios (Sensib. Alta)	Abalroamento de mamíferos marinhos	Negativo	Direto	Imediato	Regional	Longa/imediata	Temporário/Permanente	Reversível/Irreversível	Cumulativo/Sinérgico	Baixa	Média

Tabela 2.2-2 - Matriz de Identificação e Avaliação de Impactos Ambientais potenciais (Continuação).

Aspecto Ambiental	Nº	Fator Ambiental (Sensibilidade)	Impacto Ambiental	Natureza	Forma de incidência	Tempo de incidência	Abrangência espacial	Duração	Permanência	Reversibilidade	Cumulatividade	Magnitude	Importância
Perda de fragmentos de colônia de coral-sol para o mar, aderidas nas estruturas da UEP (casco, risers e sistema de ancoragem), em função de quebra e desprendimento, com manutenção de colônias viáveis no fundo.	14	Fauna bentônica (Sensib. Baixa)	Alteração da composição da biota	Negativo	Direto/ Indireto	Posterior	Regional/ Suprarregional	Longa	Permanente	Reversível	Cumulativo/ Indutor/ sinérgico	Alta	Média

2.3 – Descrição dos impactos de grande importância

A seguir, apresentamos a descrição dos impactos de grande importância identificados para o projeto de desativação do FPSO Piranema.

IMPACTO 6: ALTERAÇÃO NA COMUNIDADE NECTÔNICA EM FUNÇÃO DA CONTAMINAÇÃO DA ÁGUA DO MAR PELO VAZAMENTO ACIDENTAL DE ÓLEO DIESEL

Aspecto Ambiental: Grande vazamento de óleo diesel no mar (> 200 m³) devido à ruptura dos tanques laterais por colisão de embarcações de apoio com o PLSV.		Fator Ambiental: Comunidade nectônica (aves, quelônios, ictiofauna, cetáceos e sirênios) (Sensib. Alta)
Etapa:	Durante as operações em toda a fase de desativação	
Classificação dos Atributos:	Negativo, direto, incidência imediata, suprarregional, duração imediata, temporário, reversível, cumulativo/induzido, média magnitude, alta sensibilidade e grande importância.	
Medidas:	Acionamento do Plano de Emergência Individual da UEP, o Plano de Resposta a Emergências da UEP ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica das Bacias de Sergipe e Alagoas.	

Descrição do Impacto:

Durante as operações com as embarcações PLSV e outras embarcações de apoio envolvidas com as atividades de recolhimento, foi identificado o perigo de grande vazamento de óleo (15.975 m³) pela ruptura em tanques de carga laterais por abalroamento. Trata-se de um vazamento na superfície, no qual os organismos da comunidade nectônica presente na área de dispersão da pluma poderão ser afetados, incluindo aves marinhas, quelônios, cetáceos e ictiofauna, os quais possuem sensibilidade ambiental distintas, ainda que considerada a capacidade de tais organismos de se afastarem ativamente e deliberadamente da mancha de óleo. Adicionalmente, por se tratar de um volume cuja severidade poderá ser catastrófica, caso o diesel alcance as regiões costeiras, os sirênios também poderão ser afetados. As alterações previstas poderão incluir os efeitos decorrentes da inalação do *smog* (pluma de vapor de hidrocarbonetos), irritação por contato com a pele e mucosas, distúrbios fisiológicos, perda de impermeabilidade das penas pelas aves, complicações gástricas pela ingestão de presas contaminadas, etc.

Considerando-se os efeitos acima descritos, o impacto foi classificado como **negativo, direto**, de incidência **imediata** e de **abrangência suprarregional**, já que em

caso de vazamento superficial do volume previsto de 15.975 m³, a dispersão da pluma deverá ultrapassar um raio de 5 km, podendo afetar mais de um estado, o que confere o caráter nacional. Este impacto é de duração **imediate**, sendo considerado **temporário** e **reversível**. Trata-se de um impacto **cumulativo e induzido** por decorrer de outro impacto (alteração da qualidade da água) capaz de afetar o mesmo fator ambiental.

Considerando-se a previsão de volume vazado, é esperado que os distúrbios fossem percebidos no nível populacional (distúrbios comportamentais, de crescimento, reprodução, abundância, etc.), motivo pelo qual o mesmo foi classificado como de **média magnitude**. Como a comunidade nectônica considerada inclui alguns organismos capazes de realizar grandes migrações (ex. cetáceos) e classificados como ameaçados pelas listas oficiais publicadas por entidades internacionalmente reconhecidas e pelas regulamentações nacionais atinentes ao tema, a **sensibilidade** deste fator foi avaliada como **alta**. De acordo com estes atributos, o impacto foi classificado como de **grande importância**.

Medidas Recomendadas:

- a) Acionamento do Plano de Emergência Individual – PEI;
- b) Acionamento do Plano de Emergência para Vazamento de Óleo – PEVO.

IMPACTO 11: ALTERAÇÃO NA COMUNIDADE NECTÔNICA EM FUNÇÃO DA CONTAMINAÇÃO DA ÁGUA DO MAR PELO VAZAMENTO ACIDENTAL DE PETRÓLEO

Aspecto Ambiental: Grande vazamento de óleo (petróleo) no mar (> 200 m³) devido a dano, falha ou perda de estanqueidade em equipamentos submarinos (ANM, válvulas, etc.), durante as operações de preparação das poços para abandono (limpeza) ou após o abandono temporário dos mesmos.	Fator Ambiental: Comunidade nectônica (aves, quelônios, ictiofauna, cetáceos e sirênios) (Sensib. Alta)
Etapas:	Durante as operações, em toda a fase de desativação
Classificação dos Atributos:	Negativo, direto, incidência imediata, suprarregional, duração imediata, temporário, reversível, cumulativo/induzido, média magnitude, alta sensibilidade e grande importância.
Medidas:	Acionamento do Plano de Emergência Individual da UEP, o Plano de Resposta a Emergências da UEP ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica da Bacia de Campos.

Descrição do Impacto:

Durante as operações de preparação dos sistemas submarinos para seu recolhimento ou para o abandono temporário dos poços, foi identificado o perigo de grande vazamento de petróleo (> 200 m³) por falha, abertura espúria ou perda de estanqueidade em equipamentos submarinos, inclusive Árvores de Natal Molhadas (ANM) e válvulas submarinas. Trata-se de um vazamento junto ao leito marinho, no qual os organismos da comunidade nectônica presente na área de dispersão da pluma poderão ser afetados, incluindo aves marinhas, quelônios, cetáceos e ictiofauna, os quais possuem sensibilidade ambiental distintas, ainda que considerada a capacidade de tais organismos de se afastarem ativa e deliberadamente da mancha de óleo. Adicionalmente, por se tratar de um volume cuja severidade poderá ser catastrófica, caso o diesel alcance as regiões costeiras, os sirênios também poderão ser afetados. As alterações previstas poderão incluir os efeitos decorrentes da inalação do *smog* (pluma de vapor de hidrocarbonetos), irritação por contato com a pele e mucosas, distúrbios fisiológicos, perda de impermeabilidade das penas pelas aves, complicações gástricas pela ingestão de presas contaminadas, etc.

Considerando-se os efeitos acima descritos, o impacto foi classificado como **negativo, direto**, de incidência **imediata** e de **abrangência suprarregional**, já que em caso de vazamento junto ao leito marinho de volume considerável (> 200 m³), a dispersão da pluma deverá ultrapassar um raio de 5 km, podendo afetar mais de um estado, o que

confere o caráter nacional. Este impacto é de duração **imediate**, sendo considerado **temporário e reversível**. Trata-se de um impacto **cumulativo e induzido** por decorrer de outro impacto (alteração da qualidade da água) capaz de afetar o mesmo fator ambiental.

Considerando-se a previsão de volume vazado, é esperado que os distúrbios fossem percebidos no nível populacional (distúrbios comportamentais, de crescimento, reprodução, abundância, etc.), motivo pelo qual o mesmo foi classificado como de **média magnitude**. Como a comunidade nectônica considerada inclui alguns organismos capazes de realizar grandes migrações (ex. cetáceos) e classificados como ameaçados pelas listas oficiais publicadas por entidades internacionalmente reconhecidas e pelas regulamentações nacionais atinentes ao tema, a **sensibilidade** deste fator foi avaliada como **alta**. De acordo com estes atributos, o impacto foi classificado como de **grande importância**.

Medidas Recomendadas:

- a) Acionamento do Plano de Emergência Individual – PEI;
- b) Acionamento do Plano de Emergência para Vazamento de Óleo – PEVO.

3. MEDIDAS MITIGADORAS PARA OS IMPACTOS SOBRE OS MEIOS FÍSICO E BIÓTICO

Para cada impacto ambiental identificado foram indicadas as medidas associadas, o componente ambiental afetado, a fase do empreendimento em que deverá ser adotada, e o caráter preventivo ou corretivo e sua eficácia.

A operação será desempenhada adotando-se procedimentos e cuidados, dentre os quais se destacam: um estudo e planejamento prévio da rota das embarcações envolvidas; a utilização de pessoal com a requerida capacitação técnica para as funções designadas; o atendimento aos programas de inspeções periódicas e manutenção preventiva e corretiva dos equipamentos utilizados. Caso necessário, tem-se disponível o “Plano de Emergência Individual (PEI)” e o “Plano SOPEP (*Shipboard Oil Pollution Emergency Plan*)” do FPSO Piranema, além do “Plano de Emergência para Vazamento de Óleo da Área Geográfica das Bacias de Sergipe-Alagoas (PEVO-SEAL)” e o “Plano de Resposta a Emergência (PRE)”.

As embarcações que poderão operar nas atividades de desativação do empreendimento estarão inseridas nos Projetos Ambientais de caráter continuado da PETROBRAS (Processo IBAMA Nº 02022.001637/11).

As Tabelas 3-1 e 3-2, a seguir, apresentam as medidas mitigadoras propostas relativas aos Impactos Ambientais referentes aos eventos operacionais efetivos e potenciais.

Tabela 3-1 – Medidas Mitigadoras Propostas para as Atividades referentes aos eventos operacionais.

Nº do Impacto	Medida Indicada	Fase de Adoção	Caráter	Eficácia
1	Por se tratarem de impactos de baixa magnitude, de abrangência local e sobre fatores de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	NA	NA	NA
2				
3				
4				
5				
6	Apesar da baixa magnitude, o fator ambiental possui alta sensibilidade, caracterizando uma importância média. Desta forma, as operações de navegação, recolhimento e abandono temporário dos tramos ocorrerão com reduzida velocidade das embarcações de apoio (atendimento à Portaria IBAMA nº117/1996, alterada pela Portaria IBAMA nº24/2002), além da conscientização da força de trabalho das embarcações de apoio por meio do PEAT; Programa Regional de Monitoramento de Encalhes e Anormalidades na Área de Abrangência da Bacia Sergipe/Alagoas (PRMEA).	PEAT: antes e durante a operação das embarcações de apoio; PRMEA: durante a operação das embarcações de apoio.	Preventivo/corretivo	Alta
9				
7	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, de abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	NA	NA	NA
8	Apesar da baixa magnitude, o fator ambiental possui alta sensibilidade, caracterizando uma importância média. Desta forma, serão adotadas as ações previstas no PMAVE enquanto o FPSO estiver na locação, envolvidos nas atividades de <i>pull-out</i> , além da conscientização da força de trabalho das embarcações de apoio por meio do PEAT e aplicação do PRMEA.	PMAVE, PRMEA: durante as atividades de <i>pull-out</i> do FPSO; PEAT: antes e durante a operação das embarcações de apoio.	Preventivo	Alta

Tabela 3-1 – Medidas Mitigadoras Propostas para as Atividades referentes aos eventos operacionais. (continuação)

Nº do Impacto	Medida Indicada	Fase de Adoção	Caráter	Eficácia
10	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, de abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	NA	NA	NA
11	Mesmo sendo impacto de baixa magnitude, abrangência local e sobre fator ambiental de sensibilidade baixa, serão adotadas as ações previstas no Projeto de Controle da Poluição (PCP), incluindo o tratamento dos efluentes e trituração dos restos alimentares antes do descarte ao mar em consonância com a Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/11 e com a Anexo V da MARPOL 73/78; Implementar intervenções no âmbito do PEAT, sensibilizando a força de trabalho para garantia do atendimento do PCP.	Durante a operação das embarcações.	Preventivo	Alta
12				
13				
13	Apesar de se tratarem de impactos de baixa magnitude, de abrangência local e incidindo sobre um fator ambiental de sensibilidade baixa, poderá ser acionado o Plano de Emergência Individual da UEP, o Plano de Emergência para Vazamento de Óleo e/ou o Plano de Resposta a Emergências; Seguir procedimentos operacionais; Realizar as inspeções periódicas e testes necessários à manutenção dos equipamentos; No caso das linhas de óleo, garantir o enquadramento da água de preenchimento das linhas lavadas em até 15ppm.	Antes e durante a desconexão das linhas e durante seus recolhimentos	Preventivo/corretivo	Alta
14	Por se tratar de impacto de baixa magnitude, de abrangência local e sobre fator de baixa sensibilidade, não serão adotadas medidas mitigadoras.	NA	NA	NA

Tabela 3-1 – Medidas Mitigadoras Propostas para as Atividades referentes aos eventos operacionais. (continuação)

Nº do Impacto	Medida Indicada	Fase de Adoção	Caráter	Eficácia
15	Atendimento das exigências estabelecidas pela MARPOL 73/78 previstas no seu ANEXO VI;	Durante a operação das embarcações de apoio.	Preventivo/corretivo	Alta
16				
15	Manutenção e operação adequada de todos os equipamentos relacionados à emissão de poluentes, conforme indicado no Projeto de Controle da Poluição (PCP); Gerenciamento das Emissões Atmosféricas através do uso do Sistema de Gerenciamento de Emissões Atmosféricas da Petrobras (SIGEA).	Durante a operação das embarcações de apoio e sonda.	Preventivo/corretivo	Baixa
16				

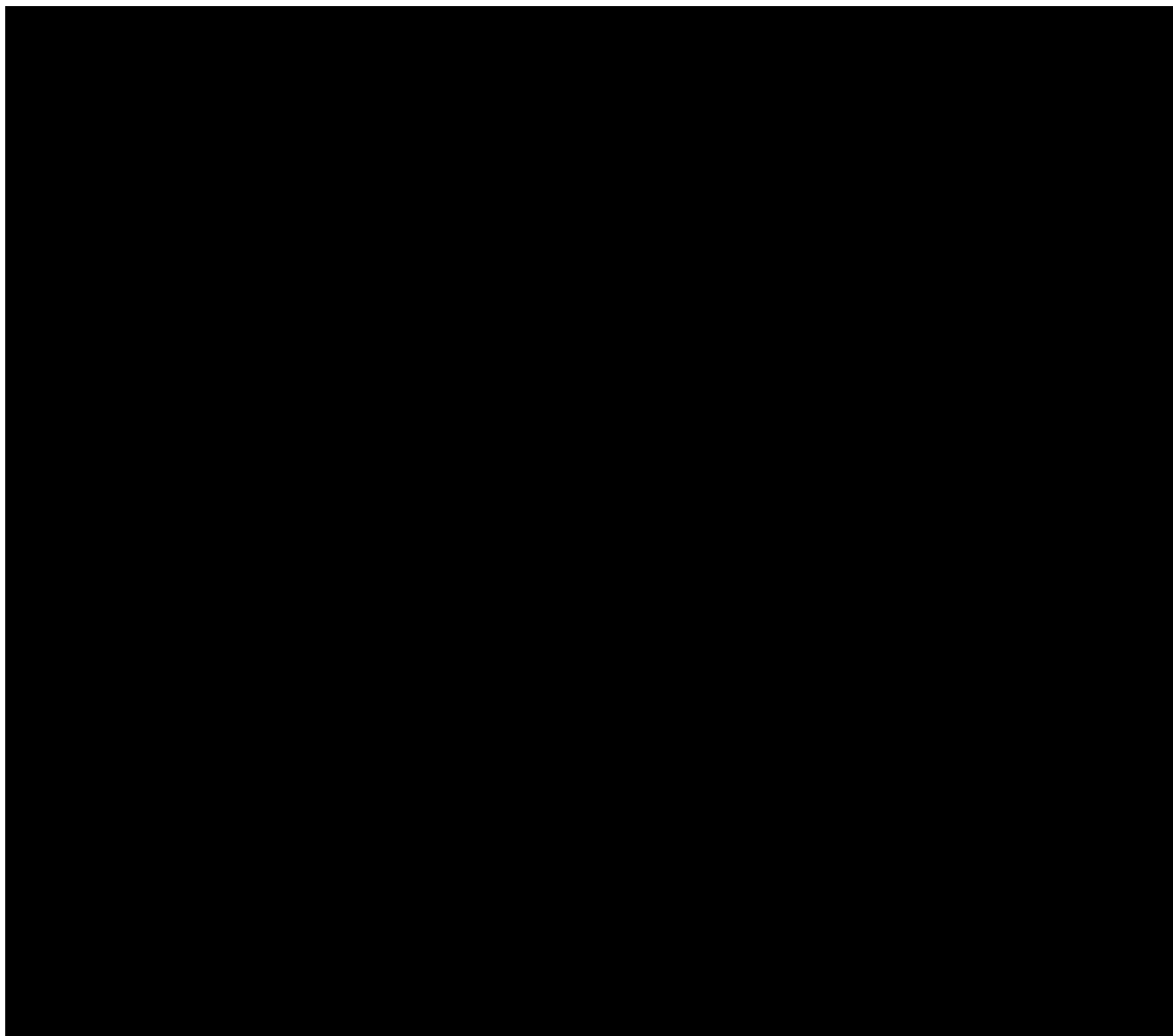
Tabela 3-2 - Medidas Mitigadoras Propostas para os Impactos Ambientais potenciais.

Nº do Impacto	Medida Indicada	Fase de Adoção	Caráter	Eficácia
1	<p>Acionamento do Plano de Emergência Individual da UEP, o Plano de Resposta a Emergências da UEP ou Plano de Emergência para Vazamento de Óleo na Área Geográfica das Bacias de Sergipe e Alagoas;</p> <p>Seguir procedimentos operacionais. Realizar as inspeções periódicas e testes necessários à manutenção dos equipamentos e mangotes de transferência de diesel. Utilizar mangote flutuante no reabastecimento de diesel;</p> <p>Conscientização da força de trabalho das embarcações de apoio por meio do PEAT.</p>	Na operação das embarcações e durante o reabastecimento de diesel.	Preventivo/Corretivo	Alta
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12	<p>Acionamento do Plano de Emergência Individual da UEP, o Plano de Resposta a Emergências da UEP;</p> <p>Seguir os procedimentos de segurança de voo.</p>	No pouso e decolagem de aeronaves.	Preventivo/Corretivo	Alta

Tabela 3-2 - Medidas Mitigadoras Propostas para os Impactos Ambientais potenciais. (continuação)

Nº do Impacto	Medida Indicada	Fase de Adoção	Caráter	Eficácia
13	Apesar da baixa magnitude, o fator ambiental possui alta sensibilidade, caracterizando uma importância média. Desta forma, as operações de navegação, recolhimento e abandono temporário dos tramos ocorrerão com reduzida velocidade das embarcações de apoio (atendimento à Portaria IBAMA nº117/1996, alterada pela Portaria IBAMA nº24/2002); Conscientização da força de trabalho das embarcações de apoio por meio do PEAT; Programa Regional de Monitoramento de Encalhes e Anormalidades na Área de Abrangência da Bacia Sergipe/Alagoas-PRMEA.	Antes (PEAT) e durante a operação das embarcações de apoio (PRMEA).	Preventivo	Alta
14	Realização das operações em área de fundo inconsolidado e em isoterma desfavorável à sobrevivência do coral-sol (< 12°C); Deslocar a UEP diretamente para as águas internacionais; Realizar o recolhimento das amarras e risers de forma lenta pela embarcação; Monitorar visualmente o recolhimento dos riser e amarras na embarcação.	Durante as operações de desconexão de linhas e amarras, assentamento de linhas no leito marinho e deslocamento do FPSO para águas internacionais	Preventivo/corretivo	Alta

4. EQUIPE TÉCNICA



Anexo 11

Identificação e Avaliação de Impactos Socioeconômicos do Projeto de Descomissionamento do FPSO Piranema

1. IMPACTOS EFETIVOS/OPERACIONAIS

Considerando que o descomissionamento corresponde à última fase de uma atividade já licenciada, os aspectos e impactos socioeconômicos aqui apresentados referem-se a uma atualização daqueles já identificados por ocasião do licenciamento.

A presente avaliação de impactos socioeconômicos contemplou a leitura da dinâmica social e econômica instalada na região a partir da operação do FPSO Piranema, sobreposta à identificação de possíveis transformações socioeconômicas devido ao seu descomissionamento.

Sob esse contexto, apresenta-se a matriz de impactos socioeconômicos efetivos/operacionais (**Quadro 1**) identificados para a fase de Descomissionamento das Instalações de Produção no Campo de Piranema, ficando a discussão restrita aos impactos de grande importância.

1.1 Impacto: Interferência nas Atividades de Pesca Artesanal devido à Movimentação das Embarcações de Apoio

Aspecto Ambiental: Movimentação de Embarcações de Apoio		Fator Ambiental: Atividade Pesqueira Artesanal
Etapas:	Operacionalização do Descomissionamento	
Classificação dos Atributos:	Negativo, Direta, Imediato, Regional, Imediata, Temporário, Reversível, Contínuo, Sinérgico, Média Magnitude, Alta Sensibilidade e Grande Importância.	
Medidas:	Programa de Comunicação Social Regional - PCSR	

Descrição do Impacto:

As rotas por onde circularão as embarcações envolvidas nas atividades de Descomissionamento das Instalações de Produção no Campo de Piranema atravessam áreas de pesca de diversas frotas pesqueiras pertencentes aos municípios da Área de Influência definida para a fase de instalação e operação do empreendimento.

Durante a operacionalização do descomissionamento, ocorrerá interferência com a pesca artesanal devido ao deslocamento das embarcações envolvidas, por exemplo, no *pull out* dos *risers*, desancoragem e deslocamento do FPSO Piranema (saída da locação da

plataforma), recolhimento das linhas submarinas (dutos e umbilicais) e no abastecimento de insumos e materiais.

Considerando-se a rota das embarcações e a interferência com a atividade pesca artesanal, o impacto foi classificado como **negativo, direto, imediato** e de **abrangência regional**, já que afeta mais de um município. Este impacto é de duração **imediate**, sendo considerado **temporário** e **reversível**. Trata-se de um impacto **sinérgico**, pois potencializa os impactos existentes sobre este mesmo fator devido à sobreposição de empreendimentos no mesmo território. Sua frequência foi considerada como **contínua**, já que ocorrerá durante a maior parte da Fase de Desativação.

Considerando-se o número de embarcações previstas para a Fase de Desativação e sua localização, este impacto foi classificado como de **média magnitude**. Como a atividade pesca artesanal é uma atividade econômica de alta relevância, a **sensibilidade** deste fator foi avaliada como **alta**. De acordo com estes atributos, o impacto foi classificado como de **grande importância**.

Medidas Recomendadas:

- Programa de Comunicação Social Regional – PCSR.

1.2 Impacto: Cessaçã da Geraçã de Emprego e Renda

Aspecto Ambiental: Cessaçã da Demanda de Mãe-de-Obra		Fator Ambiental: Nível de Emprego e Renda
Etapas:	Término do Descomissionamento	
Classificação dos Atributos:	Negativo, Indireto, Posterior, Regional, Imediata, Temporário, Reversível, Contínuo, Cumulativo, Média Magnitude, Alta Sensibilidade e Grande Importância.	
Medidas:	Não se aplica	

Descrição do Impacto:

As atividades de implantação e operação do FPSO Piranema, assim como o descomissionamento, são responsáveis pela geração de empregos e renda de forma direta e indireta sobre a área de influência e também de maneira mais suprarregional, considerando-

se a necessidade de alocação direta de trabalhadores próprios e contratados na execução das atividades requeridas, provenientes de várias partes do país, havendo, inclusive, trabalhadores do exterior.

Cabe ressaltar que a incorporação direta de trabalhadores na indústria de petróleo, a partir das atividades no Campo de Piranema, propiciou e impulsionou o desenvolvimento de capacidades técnicas e de formação e capacitação de mão-de-obra local e regional para responder aos requisitos de especialidade técnica que a atividade de produção de petróleo e gás pressupõe. Adicionalmente, também induziu outros grandes setores econômicos, como construção e indústria naval, e também setores de menor especialização e conteúdo tecnológico, como alimentação, hospedagem e transporte, os quais podem ter um reflexo mais direto na economia dos municípios.

Com a cessação das atividades de produção no Campo de Piranema, após a finalização do descomissionamento, todos esses elementos indutores de geração de trabalho e renda relacionados a esse empreendimento tendem a reduzir, produzindo um impacto negativo local e regional, o que poderá ser melhor contornado a partir das estruturas político-sociais e econômicas dessas respectivas regiões e da possibilidade de introdução de novas atividades que possam dinamizar a economia por meio de novos setores econômicos.

Portanto, este impacto é classificado como de natureza **negativa**, incidência **indireta** e **posterior**, abrangência **regional**, duração **imediata**, permanência **temporária**, caráter **reversível**, **contínuo** e **cumulativo**, de **média magnitude**, **alta sensibilidade** e **grande importância**.

Medidas Recomendadas:

- Não se aplica.

1.3 Impacto: Diminuição das Atividades Econômicas em Função da Redução de Demanda de Serviços e Infraestrutura

Aspecto Ambiental: Cessação da Demanda de Bens e Serviços		Fator Ambiental: Economia Local
Etapa:	Término do Descomissionamento	
Classificação dos Atributos:	Negativa, Direto/Indireto, Posterior, Suprarregional, Imediata, Temporário, Reversível, Contínuo, Cumulativo e Indutor, Magnitude Média, Alta Sensibilidade e Grande Importância.	
Medidas:	Não se aplica	

Descrição do Impacto:

As atividades de E&P impulsionam setores da economia através de intensificação da demanda de bens e serviços relacionados à indústria de petróleo e gás, induzindo o setor terciário nessas localidades pela atração de investimentos e pela geração de renda.

No caso do Campo de Piranema, considerando-se a parada de produção e a saída da plataforma, observa-se a tendência de declínio na demanda agregada de bens e serviços, principalmente no que se refere à demanda de serviços de hospedagem, alimentação e transportes. Dessa forma, entende-se que esse impacto está relacionado à cessação da demanda de mão-de-obra.

Para as atividades que serão executadas durante a fase de descomissionamento, estima-se que as demandas de serviços serão pontuais. Não há previsão, portanto, de realização de contratações de grande porte, sendo esperado que sejam utilizados os recursos próprios e já contratados da Petrobras.

Frente ao exposto, consideram-se os seguintes atributos para o impacto em tela: natureza **negativa**, incidência **direta/indireta**, incidência **posterior**, abrangência **suprarregional**, duração **imediata**, **temporário**, caráter **reversível**, **contínuo**, **cumulativo** e **indutor**, de **média magnitude**, **alta sensibilidade** e **grande importância**.

Medidas Recomendadas:

- Não se aplica.

1.4 Impacto: Diminuição da Arrecadação Pública

Aspecto Ambiental: Cessação de Pagamento de Tributos		Fator Ambiental: Arrecadação do Poder Público
Etapa:	Término do Descomissionamento	
Classificação dos Atributos:	Negativo, Direta/Indireta, Posterior, Suprarregional, Imediata, Temporário, Reversível, Contínuo, Cumulativo e Indutor, Magnitude Média, Alta Sensibilidade e Grande Importância.	
Medidas:	Não se aplica	

Descrição do Impacto:

A finalização da produção no Campo de Piranema, em decorrência do seu descomissionamento, interfere na diminuição da arrecadação pública derivada do pagamento direto de tributos pelo empreendedor.

Esse impacto, todavia, também se relaciona com as circunstâncias anteriormente descritas, relacionadas à cessação da demanda de mão-de-obra e cessação da demanda de bens e serviços, as quais, indiretamente, geram tributos para o poder público.

O pagamento de *royalties* pelo empreendedor, que segundo as regras da ANP deverá ser partilhado entre o poder público federal, estadual e municipal, poderá ter grande inflexão sobre as finanças públicas, interferindo diretamente na dinâmica econômica, a depender do nível de dependência dos entes públicos em relação a esta rubrica.

Este impacto é classificado como de natureza **negativa**, incidência **direta** e **indireta**, de incidência **posterior**, abrangência **suprarregional**, duração **imediata**, permanência **temporária**, caráter **reversível**, **contínuo** e **cumulativo indutor**, de **média magnitude**, **alta sensibilidade** e **grande importância**.

Medidas Recomendadas:

- Não se aplica.

2. IMPACTOS POTENCIAIS

Tendo como referência a Análise de Riscos Ambientais contida no **Anexo 10**, apresenta-se a matriz de impactos potenciais para o meio socioeconômico (**Quadro 2**) identificados para a fase de Descomissionamento das Instalações de Produção no Campo de Piranema, ficando a discussão restrita aos impactos de grande importância.

2.1 Impacto: Interferência sobre as Atividades Pesqueiras Artesanais

Aspecto Ambiental: Vazamento de Óleo Diesel		Fator Ambiental: Atividade Pesqueira Artesanal
Etapas:	Operacionalização do Descomissionamento	
Classificação dos Atributos:	Negativo, Direto-Indireto, Imediato, Regional, Imediata, Temporário, Reversível, Pontual, Induzido, Alta Magnitude, Alta Sensibilidade e Grande Importância.	
Medidas:	Plano de Emergência Individual (PEI) e Plano de Emergência para Vazamento de Óleo (PEVO)	

Descrição do Impacto:

Considerando as características da pesca artesanal na área onde serão desenvolvidas as atividades do Projeto de Descomissionamento das Instalações de Produção no Campo de Piranema, podem ocorrer interferências na modalidade de pesca costeiro-marinha em caso de acidente de grandes proporções. O evento demandará uma readequação temporária por risco de contaminação do pescado e limpeza de áreas afetadas, gerando restrição à pesca até sua liberação pelas autoridades competentes.

Ressalta-se que a área possivelmente influenciada por um acidente é utilizada pelas comunidades pesqueiras dos municípios que compõem a área de influência do empreendimento. A frota de lanchas na área utiliza espinhel horizontal e/ou linha de mão para capturas de atuns e afins, além do arrasto duplo, e potencialmente seria a mais afetada por uma ação de limpeza de área. Todavia, a proibição de comercialização do pescado em área afetada é uma medida que atingiria todas as pescarias locais.

Desta forma, este impacto foi avaliado como de incidência **direta** no que diz respeito às restrições que serão impostas às frotas pesqueiras da região, e **indireta**, pois algumas alterações na atividade pesqueira resultarão do impacto sobre os recursos pesqueiros e toda

biota aquática. Trata-se de um impacto **imediato**, pois se manifestará durante o derramamento de óleo. Sua abrangência é **regional**, considerando-se que a área possivelmente afetada é utilizada para pesca artesanal por mais de um município. A duração deste impacto é **imediate**, **pontual**, sendo considerado um impacto **temporário** e **reversível**, cessando com o recolhimento e dispersão total do óleo derramado. É **induzido** pelo impacto de alteração sobre a ictiofauna.

Considerando-se o número de municípios pertencentes à área de influência que podem ter a atividade pesqueira artesanal potencialmente afetada por um derramamento e os seus recursos pesqueiros contaminados, gerando restrição ao desenvolvimento da atividade, trata-se de um impacto de **alta magnitude**. Ainda, levando-se em conta a relevância econômica da atividade pesqueira artesanal na região, trata-se de um impacto de **alta sensibilidade**. Portanto, por conta dos atributos deste impacto, sua **importância** foi avaliada como **grande**.

Medidas Recomendadas:

- Implementação do Plano de Emergência Individual (PEI) e do Plano de Emergência para Vazamento de Óleo (PEVO), para mitigação dos efeitos de um vazamento de óleo.

2.2 Impacto: Interferência sobre as Atividades Turísticas

Aspecto Ambiental: Vazamento de Óleo Diesel		Fator Ambiental: Atividades Turísticas
Etapas:	Operacionalização do Descomissionamento	
Classificação dos Atributos:	Negativo, Indireta, Imediato, Suprarregional, Imediata, Temporário, Reversível, Pontual, Induzido, Alta Magnitude, Alta Sensibilidade e Grande Importância.	
Medidas:	Plano de Emergência Individual (PEI) e Plano de Emergência para Vazamento de Óleo (PEVO)	

Descrição do Impacto:

De acordo com as simulações de derramamento de óleo (pior caso), as áreas passíveis de serem afetadas incluem as praias da região costeira do litoral sergipano e baiano. Todo esse litoral apresenta regiões de grande concentração de atividades turísticas, dentre as quais

se destacam o Litoral Sul do Estado de Sergipe e Norte do Estado da Bahia. Estas regiões atraem um contingente de turistas e veranistas bastante expressivo, o que gera um dinamismo local significativo, inclusive em termos econômicos, com a criação de empregos e renda.

As atividades econômicas mais comuns nos municípios da área de influência são a pesca, o turismo e as atividades relacionados a este setor, como fabricação de artesanato, comércio e serviços.

Destaca-se que a simples divulgação da existência de acidente com vazamento de óleo implica uma diminuição do fluxo de turistas para essa região, e consequente perda de receitas das cidades litorâneas afetadas, principalmente daquelas vinculadas às atividades de prestação de serviços e comércio.

Desta forma, este impacto foi avaliado como **negativo e indireto**, estando associado ao possível incidente/acidente, e de incidência **imediate e suprarregional**, por afetar atividades de interesse de públicos situados fora da área de influência. É um impacto de duração **imediate, pontual, temporário e reversível** em decorrência da recomposição posterior das condições que favorecem o restabelecimento das atividades interrompidas. Ainda, é considerado **induzido** pelos impactos de interferências sobre os costões rochosos, sobre as áreas de manguezal e estuários, bem como sobre as praias arenosas.

Considerando-se as incertezas sobre o horizonte temporal do restabelecimento da balneabilidade do mar na área afetada em caso de um derramamento de óleo, este impacto configura-se como de **alta magnitude**. Tendo-se em vista o interesse turístico da região, bem como a importância das receitas oriundas das atividades de turismo na composição do montante de arrecadação dos municípios, trata-se de um fator ambiental de **alta sensibilidade**. Portanto, por conta destes atributos, sua **importância** foi avaliada como **grande**.

Medidas Recomendadas:

- Implementação do Plano de Emergência Individual (PEI) e do Plano de Emergência para Vazamento de Óleo (PEVO), para mitigação dos efeitos de um vazamento de óleo.

Quadro 1 - Matriz de impactos socioeconômicos operacionais referentes às atividades de descomissionamento do FPSO Piranema e sistemas associados.

Aspectos	Fator Ambiental	Impactos	Etapa	Classe	Natureza	Forma de incidência	Tempo de incidência	Abrangência	Duração	Permanência	Reversibilidade	Frequência	Cumulatividade	Magnitude	Sensibilidade	Importância	Projetos Ambientais
Divulgação do descomissionamento	Comunidades da área de influência	Geração de expectativas	Divulgação do descomissionamento	Operacional	NEG	DIR	IME	REG	IME	TEMP	REV	PONT	Não-cumulativo	Baixa	Média	Média	Projeto de Comunicação Social Regional (PCS-R)
Manutenção e/ou geração de emprego e renda	Nível de emprego e renda	Manutenção de empregos e renda	Operacionalização do descomissionamento	Operacional	POS	DIR/IND	IME	REG	IME	TEMP	REV	CONT	Cumulativo/Indutor	Baixa	Alta	Média	Projeto de Comunicação Social Regional (PCS-R)
Demandas por bens e serviços	Economia local	Alteração da dinâmica econômica	Operacionalização do descomissionamento	Operacional	POS	DIR/IND	IME	SUPRA	IME	TEMP	REV	CONT	Cumulativo/Indutor	Baixa	Alta	Média	Projeto de Comunicação Social Regional (PCS-R)
Pagamento de tributos	Arrecadação do poder público	Aumento da arrecadação pública	Operacionalização do descomissionamento	Operacional	POS	DIR/IND	IME	SUPRA	IME	TEMP	REV	CONT	Cumulativo/Indutor	Baixa	Alta	Média	Projeto de Comunicação Social Regional (PCS-R)
Movimentação de Embarcação de Apoio	Atividade Pesquisa Artesanal	Interferência nas atividades de pesca artesanal devido à movimentação das embarcações de apoio	Operacionalização do descomissionamento	Operacional	NEG	DIR	IME	REG	IME	TEMP	REV	CONT	Sinérgico	Média	Alta	Grande	Projeto de Comunicação Social Regional (PCS-R)
	Atividade Pesquisa Industrial	Interferência nas atividades de pesca industrial devido à movimentação das embarcações de apoio	Operacionalização do descomissionamento	Operacional	NEG	DIR	IME	REG	IME	TEMP	REV	CONT	Cumulativo/Sinérgico	Baixa	Baixa	Pequena	NA
	Tráfego Marítimo	Aumento do tráfego marítimo	Operacionalização do descomissionamento	Operacional	NEG	DIR	IME	REG	IME	TEMP	REV	CONT	Cumulativo/Sinérgico	Média	Baixa	Pequena	Projeto de Comunicação Social Regional (PCS-R)
	Infraestrutura portuária	Aumento da pressão sobre a infraestrutura portuária	Operacionalização do descomissionamento	Operacional	NEG	DIR	IME	REG	IME	TEMP	REV	CONT	Cumulativo/Sinérgico	Média	Média	Média	NA
Movimentação aérea de peso	Tráfego aéreo	Aumento do tráfego aéreo (helicópteros)	Operacionalização do descomissionamento	Operacional	NEG	DIR	IME	REG	IME	TEMP	REV	CONT	Aditivo/Indutor	Baixa	Baixa	Pequena	NA
Movimentação rodoviária de peso	Tráfego rodoviário	Aumento do tráfego rodoviário	Operacionalização do descomissionamento	Operacional	NEG	DIR	IME	REG	IME	TEMP	REV	CONT	Cumulativo/Sinérgico	Média	Média	Média	NA
Emissão de resíduos sólidos	Infraestrutura de tratamento e disposição final de resíduos sólidos	Aumento da pressão sobre a infraestrutura de tratamento e disposição final de resíduos sólidos	Operacionalização do descomissionamento	Operacional	NEG	DIR	IME	REG	IME	TEMP	IRREV	CONT	Cumulativo/Sinérgico	Média	Média	Média	Projeto de Controle da Poluição (PCP)
Desativação do espaço marítimo	Atividade pesquisa artesanal e industrial	Interferência na área de segurança (500 m) no entorno da unidade de produção e liberação das áreas de pesca	Término do descomissionamento	Operacional	POS	DIR	IME	REG	LONG	PERM	REV	CONT	Cumulativo	Baixa	Alta	Média	Projeto de Comunicação Social Regional (PCS-R)
Cessação da geração de resíduos	Infraestrutura de tratamento e disposição final de resíduos sólidos	Diminuição da demanda por infraestrutura de tratamento e disposição final de resíduos sólidos relacionados à atividade de produção	Término do descomissionamento	Operacional	POS	DIR	POST	REG	IME	TEMP	REV	CONT	Induzido	Média	Média	Média	Projeto de Controle da Poluição (PCP)
Criação de ambiente de mão-de-obra	Nível de emprego e renda	Criação da geração de emprego e renda	Operacionalização do descomissionamento	Operacional	NEG	IND	POST	REG	IME	TEMP	REV	CONT	Cumulativo	Média	Alta	Grande	NA
Criação de demanda de bens e serviços	Economia local	Diminuição/uso aumentado/sinérgicos em função da redução de demanda de serviços e infraestrutura relacionados à produção	Término do descomissionamento	Operacional	NEG	DIR/IND	POST	SUPRA	IME	TEMP	REV	CONT	Cumulativo/Indutor	Média	Alta	Grande	NA
Emissão de Pagamento de tributos	Arrecadação do poder público	Diminuição da arrecadação pública	Término do descomissionamento	Operacional	NEG	DIR/IND	POST	SUPRA	IME	TEMP	REV	CONT	Cumulativo/Indutor	Média	Alta	Grande	NA
Cessação da Movimentação de Embarcação de Apoio	Infraestrutura portuária	Diminuição da pressão sobre a infraestrutura portuária	Término do descomissionamento	Operacional	POS	DIR	IME	REG	IME	PERM	REV	CONT	Cumulativo/Sinérgico	Média	Média	Média	NA

Quadro 2 - Matriz de impactos socioeconômicos potenciais referentes às atividades de descomissionamento do FPSO Piranema e sistemas associados.

Aspectos	Fator Ambiental	Impactos	Etapa	Classe	Natureza	Forma de incidência	Tempo de incidência	Abrangência	Duração	Permanência	Reversibilidade	Frequência	Cumulatividade	Magnitude	Sensibilidade	Importância	Projetos Ambientais
Vazamento de óleo diesel	Atividade pesquisa artesanal	Interferência sobre as atividades pesqueiras artesanais	Operacionalização do descomissionamento	Potencial	NEG	DIR/IND	IME	REG	IME	TEMP	REV	PONT	Induzido	Alta	Alta	Grande	Plano de Emergência Individual (PEI) e Plano de Emergência para Vazamento de Óleo (PEVVO)
	Atividade pesquisa industrial	Interferência sobre as atividades pesqueiras industriais	Operacionalização do descomissionamento	Potencial	NEG	DIR/IND	IME	SUPRA	IME	TEMP	REV	PONT	Induzido	Média	Média	Média	Plano de Emergência Individual (PEI) e Plano de Emergência para Vazamento de Óleo (PEVVO)
	Atividades lúdicas	Interferência sobre as atividades lúdicas	Operacionalização do descomissionamento	Potencial	NEG	IND	IME	SUPRA	IME	TEMP	REV	PONT	Induzido	Alta	Alta	Grande	Plano de Emergência Individual (PEI) e Plano de Emergência para Vazamento de Óleo (PEVVO)
	Infraestrutura portuária	Aumento da pressão sobre a infraestrutura portuária	Operacionalização do descomissionamento	Potencial	NEG	DIR	IME	REG	IME	TEMP	REV	PONT	Cumulativo	Média	Média	Média	Plano de Emergência Individual (PEI) e Plano de Emergência para Vazamento de Óleo (PEVVO)
	Infraestrutura de tratamento e disposição de resíduos	Aumento da pressão sobre a de tratamento e disposição de resíduos	Operacionalização do descomissionamento	Potencial	NEG	DIR	IME	REG	LONG	TEMP	IRR	PONT	Cumulativo	Média	Média	Média	Projeto de Controle da Poluição (PCP), Plano de Emergência Individual (PEI) e Plano de Emergência para Vazamento de Óleo (PEVVO)

Legenda
POS = Potencialmente Positivo; NEG = Negativo; DIR = Direto; IND = Indireto; SUPRA = Superfície; REG = Regional; IME = Impacto Médio; TEMP = Temporário; PERM = Permanente; REV = Reversível; IRREV = Irreversível; CONT = Contínuo; PONT = Pontual; CUMULATIVO = Cumulativo; INDUTOR = Indutor; SINERGICO = Sinérgico.

3. EQUIPE TÉCNICA

[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]

[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]

Anexo 12

Ofícios – Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN)

Ofício 018/DIREJ/DRS

Rio de Janeiro, 10 de outubro de 2018.

Assunto: Atendimento às exigências do RI-DIREJ-03/2018.

Prezado Sr. Alex Murteira Celem,

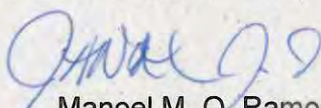
Em resposta à **Carta LMS/US-LOG 0051/2018** de 03/10/2018, que encaminhou um relatório descrevendo ações corretivas em atendimento às exigências descritas no **RI-DIREJ-03/2018**, informamos por meio deste ofício as considerações da DIREJ:

- Em relação à Exigência 5.1, a resposta atende ao solicitado e, portanto, a **exigência 5.1 foi fechada**;
- Em relação à Exigência 5.2, a resposta atende ao solicitado e, portanto, a **exigência 5.2 foi fechada**.
- Em relação à Exigência 5.3, a resposta atende parcialmente ao solicitado e, portanto, esta **exigência será mantida aberta até sua completa execução e verificação in loco pela DIREJ**;
- Em relação à Exigência 5.4, a resposta atende ao solicitado e, portanto, a **exigência 5.4 foi fechada**.
- Em relação Exigência 5.5, que trata do O Galpão 3 e da tenda da Área de Gerenciamento de Resíduo de Cabiúnas, considera-se que, apesar de ter sido relatado algumas melhorias, tais como: piso liso com tinta epóxi, cantos arredondados, fechamento de aberturas no teto com telas para evitar intrusão de animais, troca de tambores em mau estado de conservação, a **exigência 5.5 será mantida aberta até verificação in loco pela DIREJ**.

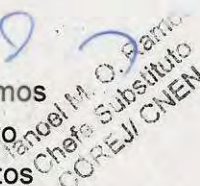
Na resposta à Exigência 5.2, foram também apresentadas imagens que comprovam a implementação de melhorias para adequação do depósito 420, tais como: piso com pintura epóxi, uso de canaletas de contenção, instalação de chuveiro e lava-olhos e cercamento do depósito. Considerando isto, informamos que fica *autorizado* o uso do galpão 420 para armazenamento temporário de materiais contaminados com NORM até atingir sua capacidade operacional de armazenamento ou até a conclusão da construção do "Depósito Inicial de Cabiúnas" e transferência destes materiais para o local.

Sem mais para o momento, colocamo-nos a seu dispor para dirimir quaisquer dúvidas.

Atenciosamente,



Manoel M. O. Ramos
Chefe Substituto
Divisão de Rejeitos



Sr. Alex Murteira Celem
Gerente Geral de Serviços de Logística de E&P
Petrobras – Petróleo Brasileiro S.A.
Av. Henrique Valadares, 28/10º andar – Torre B
CEP 20231-030 – Centro – Rio de Janeiro/RJ

Ofício 011/DIREJ /DRS

Rio de Janeiro, 20 de agosto de 2018.

Assunto: Resposta a carta LMS/US-LOG 0044/2018 sobre utilização de tenda.

Referência: Carta LMS/US-LOG 052/2017

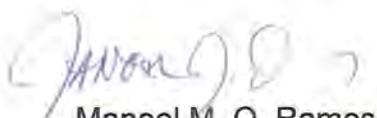
Prezado Sr. Alex Murteira Celem,

Considerando a avaliação da documentação encaminhada pela carta LMS/US-LOG 0044/2018 e os efeitos da inspeção ao local da tenda instalada em área contígua à Área de Gerenciamento de Resíduo, "LMS/US-LOG/SMS - Área Cabiúnas - Tenda CTCI", que se deu por ocasião da Inspeção Regulatória da DIREJ/CNEN em Cabiúnas no período de 21 a 24 de maio de 2018, informo que fica **autorizado** o armazenamento de materiais contaminados com NORM na tenda citada até atingir sua capacidade operacional de armazenamento, sendo mantidos e garantidos os requisitos descritos na Norma CNEN-NN-8.01:2014 - Gerência de Rejeitos Radioativos de Baixo e Médio Níveis de Radiação.

Informo, adicionalmente, que as demais exigências citadas na carta acima serão avaliadas no Relatório de Inspeção realizada no período mencionado.

Sem mais para o momento, colocamo-nos a seu dispor para dirimir quaisquer dúvidas.

Atenciosamente,



Manoel M. O. Ramos
Chefe Substituto
Divisão de Rejeitos

Sr. Alex Murteira Celem
Gerente Geral de Serviços de Logística de E&P
Petrobras – Petróleo Brasileiro S.A.
Av. Henrique Valadares, 28/10º andar – Torre B
CEP 20231-030 – Centro – Rio de Janeiro/RJ

Comissão Nacional de Energia Nuclear
Rua General Severiano 90 – Botafogo
CEP-22.294-900 - Rio de Janeiro - RJ

Arquivado: 11.591



Cnen
Comissão Nacional
de Energia Nuclear

**MINISTÉRIO DA
CIÊNCIA, TECNOLOGIA,
INOVAÇÕES E COMUNICAÇÕES**

Ofício 013/DIREJ/DRS

Rio de Janeiro, 28 de agosto de 2018.

Assunto: Encaminhamento de Relatório de Inspeção RI-DIREJ-03/2018 cuja inspeção realizou-se entre os dias 21 e 24/05/2018 no Parque de Tubos e em Cabiúnas.

Prezado Sr. Alex Murteira Célem,

Entre os dias 21 e 24 de maio de 2018 realizou-se inspeção regulatória nas áreas da Petrobras, sendo elas: Área de Gerenciamento de Resíduo, "LMS/US-LOG/SMS - Área Cabiúnas - Tenda CTCI", em Cabiúnas e no Parque de Tubos as áreas de Marimbondo e Galpões 421 e 420, em Imboassica. Ambos locais em Macaé/RJ.

A inspeção teve como objetivo avaliar as condições de armazenamento dos materiais NORM e o atendimento às exigências documentadas anteriormente.

Desta forma, vimos encaminhar por meio deste Ofício o Relatório de Inspeção RI-DIREJ-03/2018 para apreciação e devidas providências em relação às suas conclusões e suas exigências.

Como conclusão, cita-se: a autorização do galpão 421 na Base de Imboassica e do Galpão 2 de Cabiúnas. Algumas medidas ainda necessitam ser providenciadas para o atendimento às exigências verificadas e relatadas no RI.

Sem mais para o momento, colocamo-nos a seu dispor para dirimir quaisquer dúvidas.

Atenciosamente,

Manoel M. O. Ramos
Chefe Substituto
Divisão de Rejeitos

Sr. Alex Murteira Célem
Gerente Geral de Serviços de Logística de E&P
Petrobras – Petróleo Brasileiro S.A.
Av. Henrique Valadares, 28/10º andar – Torre B
CEP 20231-030 – Centro – Rio de Janeiro/RJ

Comissão Nacional de Energia Nuclear
Rua General Severiano 90 – Botafogo
CEP-22.294-900 - Rio de Janeiro - RJ

Anexo 13

Relatório de Ensaio – Bioincrustação

Classificação de Resíduos: Classe II A – Resíduo Não Inerte



RELATÓRIO DE ENSAIO

INTERESSADO: PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
Avenida Republica do Chile, 65 – 23 Andar
CEP: 20031-004 - Rio de Janeiro/RJ

LABORATÓRIO CONTRATADO: Analytical Technology Serviços
Analíticos e Ambientais Ltda.

PROJETO: SMS CORPORATIVO

IDENTIFICAÇÃO AT: LOG nº 17185/2016

Dados referentes ao Projeto

1. Identificação das amostras

ID AT	IDENTIFICAÇÃO DO PROJETO
103719/2016-1.0	AMOSTRA: BIOINCRUSTAÇÃO COMPOSTA / DATA: 20/07/2016 /HORA:07:00 / MATRIZ: RESÍDUO / PROJETO: SMS CORPORATIVO

2. Custódia das amostras

Data de recebimento de amostra: 27/07/2016

Data de emissão do relatório eletrônico: 11/08/2016

Período de retenção das amostras: até 10 dias após a emissão do relatório (até essa data as amostras estarão disponíveis para devolução e/ou checagem)

3. Resultados de análises

Massa Bruta segundo ABNT NBR 10004:2004

PROJETO: SMS CORPORATIVO		
LOGIN: 103719/2016-1.0	PONTO: BIOINCRUSTAÇÃO COMPOSTA	
MATRIZ: RESÍDUO	DATA: 20/07/2016	HORA: 07:00

PARÂMETROS	UNIDADE	RESULTADOS	LQ	VMP	Ref
Teor de Sólidos	%	82,6	0,03	-	681
Umidade	%	17,4	---	-	681
pH	-	8,45	-	>2,0; <12,5	504
Inflamabilidade	°C	Não Inflamável	---	60	829
Sulfeto (como H ₂ S)	mg/kg	4,96	0,077	500	837
Cianeto (como HCN)	mg/kg	< 0,030	0,030	250	571

Observações:

L.Q: Limite de Quantificação
Resultados expressos na base seca.

VMP: Valor Máximo Permitido segundo ABNT 10004:2004



Ensaio de Lixiviação segundo ABNT NBR 10005:2004

LOGIN: 103719/2016-2.0		PONTO: BIOINCRUSTAÇÃO COMPOSTA
pH do extrato lixiviado obtido:	Tempo total de lixiviado:	Volume dos extratos obtidos:
5,33	18 horas	2000 mL

PARÂMETROS INORGÂNICOS					
PARÂMETROS	UNIDADE	RESULTADOS	LQ	VMP	Ref
Arsênio Total	mg/L	< 0,010	0,010	1,0	498
Bário Total	mg/L	0,067	0,010	70,0	498
Cádmio Total	mg/L	< 0,004	0,004	0,5	498
Chumbo Total	mg/L	< 0,009	0,009	1,0	498
Cromo Total	mg/L	< 0,010	0,010	5,0	498
Fluoreto Total	mg/L	1,05	0,150	150	576
Mercúrio Total	mg/L	< 0,0002	0,0002	0,1	495
Prata Total	mg/L	< 0,005	0,005	5	498
Selênio Total	mg/L	< 0,009	0,009	1,0	498

PARÂMETROS ORGÂNICOS					
PARÂMETROS	UNIDADE	RESULTADOS	LQ	VMP	Ref
1,1-Dicloroetano	mg/L	< 0,0030	0,0030	3,0	670
1,2-Dicloroetano	mg/L	< 0,0030	0,0030	1,0	670
1,4-Diclorobenzeno	mg/L	< 0,0015	0,0015	7,5	483
2,4,5-T	mg/L	< 0,0015	0,0015	0,2	483
2,4,5-TP	mg/L	< 0,0015	0,0015	1,0	483
2,4,5-Triclorofenol	mg/L	< 0,0015	0,0015	400	483
2,4,6-Triclorofenol	mg/L	< 0,0015	0,0015	20,0	483
2,4-D	mg/L	< 0,0015	0,0015	3,0	483
2,4-Dinitrotolueno	mg/L	< 0,0015	0,0015	0,13	483
Aldrin + Dieldrin	mg/L	< 0,000030	0,000030	0,003	485
Benzeno	mg/L	< 0,0030	0,0030	0,5	670
Benzo(a)pireno	mg/L	< 0,0015	0,0015	0,07	483
Clordano (Isômeros)	mg/L	< 0,000030	0,000030	0,02	485
Cloreto de Vinila	mg/L	< 0,0030	0,0015	0,5	670
Clorobenzeno	mg/L	< 0,0030	0,0030	100	670
Clorofórmio	mg/L	< 0,0030	0,0030	6,0	670
DDT (Isômeros)	mg/L	< 0,000030	0,000030	0,2	485
Endrin	mg/L	< 0,000030	0,000030	0,06	485
Heptacloro e Heptacloro Epóxido	mg/L	< 0,000030	0,000030	0,003	485
Hexaclorobenzeno	mg/L	< 0,0015	0,0015	0,1	483
Hexaclorobutadieno	mg/L	< 0,0015	0,0015	0,5	483
Hexacloroetano	mg/L	< 0,0015	0,0015	3,0	483
Lindano (g-BHC)	mg/L	< 0,000030	0,000030	0,2	485
m,p-Cresol	mg/L	< 0,0015	0,0015	200	483
o-Cresol	mg/L	< 0,0015	0,0015	200	483
Metiltilcetona	mg/L	< 0,0090	0,0090	200	670
Metoxicloro	mg/L	< 0,000030	0,000030	2,0	485
Nitrobenzeno	mg/L	< 0,0015	0,0015	2,0	483
Pentaclorofenol	mg/L	< 0,0015	0,0015	0,9	483
Piridina	mg/L	< 0,0015	0,0015	5,0	483
Tetracloroeto de Carbono	mg/L	< 0,0015	0,0015	0,2	670
Tetracloroetano	mg/L	< 0,0030	0,0030	4,0	670
Toxafeno	mg/L	< 0,000375	0,000375	0,5	485
Tricloroetano	mg/L	< 0,0030	0,0030	7,0	670

Observações:

L.Q: Limite de Quantificação

VMP: Valor Máximo Permitido segundo ABNT 10004:2004, anexo F

Ensaios de Solubilização segundo ABNT NBR 10006:2004

LOGIN: 103719/2016-3.0	PONTO: BIOINCRUSTAÇÃO COMPOSTA
pH do extrato Solubilizado obtido: 7,64	

PARÂMETROS INORGÂNICOS					
PARÂMETROS	UNIDADE	RESULTADOS	LQ	VMP	Ref
Alumínio Total	mg/L	< 0,030	0,030	0,2	498
Arsênio Total	mg/L	< 0,010	0,010	0,01	498
Bário Total	mg/L	0,143	0,010	0,7	498
Cádmio Total	mg/L	< 0,004	0,004	0,005	498
Chumbo Total	mg/L	< 0,009	0,009	0,01	498
Cianeto	mg/L	< 0,0060	0,0060	0,07	571
Cloreto Total	mg/L	1120,0	0,300	250	499
Cobre Total	mg/L	< 0,009	0,009	2,0	498
Cromo Total	mg/L	< 0,010	0,010	0,05	498
Ferro Total	mg/L	0,210	0,030	0,3	498
Fluoreto Total	mg/L	0,113	0,030	1,5	499
Fenóis Totais	mg/L	0,234	0,009	0,01	626
Manganês Total	mg/L	0,032	0,010	0,1	498
Mercúrio Total	mg/L	< 0,0002	0,0002	0,001	495
Nitrato (como N)	mg/L	0,052	0,015	10,0	499
Prata Total	mg/L	< 0,005	0,005	0,05	498
Selênio Total	mg/L	< 0,009	0,009	0,01	498
Sódio Total	mg/L	18,0	3,00	200	498
Sulfato Total	mg/L	397,0	0,300	250	499
Surfactantes	mg/L	0,398	0,015	0,5	556
Zinco Total	mg/L	< 0,070	0,070	5,0	498

PARÂMETROS ORGÂNICOS					
PARÂMETROS	UNIDADE	RESULTADOS	LQ	VMP	Ref
2,4,5-T	mg/L	< 0,0009	0,0009	0,002	483
2,4,5-TP	mg/L	< 0,0009	0,0009	0,03	483
2,4-D	mg/L	< 0,0009	0,0009	0,03	483
Aldrin + Dieldrin	mg/L	< 0,000030	0,000030	0,00003	485
Clordano (Isômeros)	mg/L	< 0,000030	0,000030	0,0002	485
DDT (Isômeros)	mg/L	< 0,000030	0,000030	0,002	485
Endrin	mg/L	< 0,000030	0,000030	0,0006	485
Heptacloro e Heptacloro Epóxido	mg/L	< 0,000030	0,000030	0,00003	485
Hexaclorobenzeno	mg/L	< 0,0009	0,0009	0,001	483
Lindano (g-BHC)	mg/L	< 0,000030	0,000030	0,002	485
Metoxicloro	mg/L	< 0,000030	0,000030	0,02	485
Toxafeno	mg/L	< 0,000375	0,000375	0,005	485

Observações:

L.Q: Limite de Quantificação

VMP: Valor Máximo Permitido segundo ABNT 10004:2004, Anexo G

Classificação de resíduos.

Em função dos resultados obtidos, a amostra de resíduo deve ser considerada como Classe II A - Resíduo Não Inerte.

Massa Bruta: De acordo com a VMP - Valores Máximos Permitidos segundo NBR 10004:2004: O(s) parâmetro(s) atende(m) os limites permitidos.

Lixiviado: De acordo com a VMP - Valores máximos permitidos segundo ABNT NBR 10004:2004 - Lixiviado: O(s) parâmetro(s) atende(m) os limites permitidos.

Solubilizado: De acordo com a VMP - Valores máximos permitidos segundo norma ABNT NBR 10004:2004 - Solubilizado: O(s) parâmetro(s) Cloreto Total, Fenóis Totais, Sulfato Total não atende(m) os limites permitidos.



QA/QC – Branco de Análise

PARÂMETROS	UNIDADE	RESULTADOS	LQ	QA/QC	Ref.
Fluoreto Total	mg/L	< 0,030	0,030	19401/2016	499
Cloreto Total	mg/L	< 0,030	0,030	19401/2016	499
Nitrato (como N)	mg/L	< 0,015	0,015	19401/2016	499
Sulfato Total	mg/L	< 0,030	0,030	19401/2016	499
Cianeto (como HCN)	mg/kg	< 0,025	0,025	19460/2016	571
Cianeto	mg/L	< 0,0060	0,0060	19621/2016	571
Fluoreto Total	mg/L	< 0,150	0,150	19450/2016	576
Fenóis Totais	mg/L	< 0,009	0,009	19726/2016	870
Mercúrio Total	mg/L	< 0,0002	0,0002	19473/2016	495
Mercúrio Total	mg/L	< 0,0002	0,0002	19469/2016	495
Alumínio Total	mg/L	< 0,030	0,030	19467/2016	498
Arsênio Total	mg/L	< 0,010	0,010	19467/2016	498
Bário Total	mg/L	< 0,010	0,010	19467/2016	498
Cádmio Total	mg/L	< 0,004	0,004	19467/2016	498
Chumbo Total	mg/L	< 0,009	0,009	19467/2016	498
Cobre Total	mg/L	< 0,009	0,009	19467/2016	498
Cromo Total	mg/L	< 0,010	0,010	19467/2016	498
Ferro Total	mg/L	< 0,030	0,030	19467/2016	498
Manganês Total	mg/L	< 0,010	0,010	19467/2016	498
Prata Total	mg/L	< 0,004	0,004	19467/2016	498
Selênio Total	mg/L	< 0,009	0,009	19467/2016	498
Sódio Total	mg/L	< 0,030	0,030	19467/2016	498
Zinco Total	mg/L	< 0,070	0,070	19467/2016	498
Arsênio Total	mg/L	< 0,010	0,010	19472/2016	498
Bário Total	mg/L	< 0,010	0,010	19472/2016	498
Cádmio Total	mg/L	< 0,004	0,004	19472/2016	498
Chumbo Total	mg/L	< 0,009	0,009	19472/2016	498
Cromo Total	mg/L	< 0,010	0,010	19472/2016	498
Prata Total	mg/L	< 0,005	0,005	19472/2016	498
Selênio Total	mg/L	< 0,009	0,009	19472/2016	498
Aldrin + Dieldrin	mg/L	< 0,000030	0,000030	18963/2016	485
Clordano (Isômeros)	mg/L	< 0,000030	0,000030	18963/2016	485
DDT (Isômeros)	mg/L	< 0,000030	0,000030	18963/2016	485
Endrin	mg/L	< 0,000030	0,000030	18963/2016	485
Heptacloro e Heptacloro Epóxido	mg/L	< 0,000030	0,000030	18963/2016	485
Lindano (g-BHC)	mg/L	< 0,000030	0,000030	18963/2016	485
Metoxicloro	mg/L	< 0,000030	0,000030	18963/2016	485
Toxafeno	mg/L	< 0,000375	0,000375	18963/2016	485
Aldrin + Dieldrin	mg/L	< 0,000030	0,000030	18964/2016	485
Clordano (Isômeros)	mg/L	< 0,000030	0,000030	18964/2016	485
DDT (Isômeros)	mg/L	< 0,000030	0,000030	18964/2016	485
Endrin	mg/L	< 0,000030	0,000030	18964/2016	485
Heptacloro e Heptacloro Epóxido	mg/L	< 0,000030	0,000030	18964/2016	485
Lindano (g-BHC)	mg/L	< 0,000030	0,000030	18964/2016	485
Metoxicloro	mg/L	< 0,000030	0,000030	18964/2016	485
Toxafeno	mg/L	< 0,000375	0,000375	18964/2016	485
Sulfeto (como H ₂ S)	mg/kg	< 0,064	0,064	19137/2016	837
Surfactantes	mg/L	< 0,015	0,015	19265/2016	556
2,4,5-T	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
2,4,5-TP	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
m,p-Cresol	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
o-Cresol	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
2,4-D	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
1,4-Diclorobenzeno	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
2,4,5-Triclorofenol	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
2,4,6-Triclorofenol	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
2,4-Dinitrotolueno	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
Benzo(a)pireno	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
Hexaclorobenzeno	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
Hexaclorobutadieno	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
Hexacloroetano	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
Nitrobenzeno	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
Pentaclorofenol	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
Piridina	mg/L	< 0,0015	0,0015	19294/2016	483
2,4,5-T	mg/L	< 0,0009	0,0009	19295/2016	483
2,4,5-TP	mg/L	< 0,0009	0,0009	19295/2016	483
2,4-D	mg/L	< 0,0009	0,0009	19295/2016	483
Hexaclorobenzeno	mg/L	< 0,0009	0,0009	19295/2016	483

1,1-Dicloroetano	mg/L	< 0,0030	0,0030	18749/2016	670
1,2-Dicloroetano	mg/L	< 0,0030	0,0030	18749/2016	670
Metiletilcetona	mg/L	< 0,0090	0,0090	18749/2016	670
Benzeno	mg/L	< 0,0030	0,0030	18749/2016	670
Cloro de Vinila	mg/L	< 0,0030	0,0030	18749/2016	670
Clorobenzeno	mg/L	< 0,0030	0,0030	18749/2016	670
Clorofórmio	mg/L	< 0,0030	0,0030	18749/2016	670
Tetracloro de Carbono	mg/L	< 0,0030	0,0030	18749/2016	670
Tetracloroetano	mg/L	< 0,0030	0,0030	18749/2016	670
Tricloroetano	mg/L	< 0,0030	0,0030	18749/2016	670

Observações:

L.Q: Limite de Quantificação

QA/QC – Spike

PARÂMETROS	UNIDADE	CONCENTRAÇÃO OBTIDA	CONCENTRAÇÃO TEÓRICA	RECUPERAÇÃO (%)	CRITÉRIO ACEITAÇÃO (%)	QA/QC	Ref.
Fluoreto Total	mg/L	1,03	1,00	102,9	75-125	19401/2016	499
Cloreto Total	mg/L	0,982	1,00	98,2	75-125	19401/2016	499
Nitrato (como N)	mg/L	0,236	0,226	104,5	75-125	19401/2016	499
Sulfato Total	mg/L	0,981	1,00	98,1	75-125	19401/2016	499
Cianeto (como HCN)	mg/kg	0,042	0,050	84,0	75-125	19460/2016	571
Cianeto	mg/L	0,046	0,050	92,0	75-125	19621/2016	571
Fluoreto Total	mg/L	0,935	1,00	93,5	75-125	19450/2016	576
Fenóis Totais	mg/L	0,213	0,200	106,5	75-125	19726/2016	626
Mercúrio Total	mg/L	0,0018	0,0020	90,0	75-125	19473/2016	495
Mercúrio Total	mg/L	0,0018	0,0020	90,0	75-125	19469/2016	495
Alumínio Total	mg/L	1,03	1,00	102,6	75-125	19467/2016	498
Arsênio Total	mg/L	0,11	0,100	108,7	75-125	19467/2016	498
Bário Total	mg/L	1,20	1,00	119,8	75-125	19467/2016	498
Cádmio Total	mg/L	1,06	1,00	105,7	75-125	19467/2016	498
Chumbo Total	mg/L	1,13	1,00	112,6	75-125	19467/2016	498
Cobre Total	mg/L	1,03	1,00	102,8	75-125	19467/2016	498
Cromo Total	mg/L	1,03	1,00	102,7	75-125	19467/2016	498
Ferro Total	mg/L	1,24	1,00	124,2	75-125	19467/2016	498
Manganês Total	mg/L	0,95	1,00	94,6	75-125	19467/2016	498
Prata Total	mg/L	0,47	0,500	93,3	75-125	19467/2016	498
Selênio Total	mg/L	0,10	0,100	102,1	75-125	19467/2016	498
Sódio Total	mg/L	1,14	1,00	114,0	75-125	19467/2016	498
Zinco Total	mg/L	1,11	1,00	110,6	75-125	19467/2016	498
Arsênio Total	mg/L	0,109	0,100	109,4	75-125	19472/2016	498
Bário Total	mg/L	1,22	1,00	121,6	75-125	19472/2016	498
Cádmio Total	mg/L	1,07	1,00	107,1	75-125	19472/2016	498
Chumbo Total	mg/L	1,14	1,00	114,1	75-125	19472/2016	498
Cromo Total	mg/L	1,03	1,00	102,9	75-125	19472/2016	498
Prata Total	mg/L	0,470	0,500	93,9	75-125	19472/2016	498
Selênio Total	mg/L	0,104	0,100	103,9	75-125	19472/2016	498
Aldrin + Dieldrin	mg/L	0,021881	0,040000	54,7	40-95	18963/2016	485
Clordano (Isômeros)	mg/L	0,021137	0,040000	52,8	40-95	18963/2016	485
DDT (Isômeros)	mg/L	0,032578	0,060000	54,3	40-95	18963/2016	485
Endrin	mg/L	0,011328	0,020000	56,6	40-95	18963/2016	485
Heptacloro e Heptacloro Epóxido	mg/L	0,022548	0,040000	56,4	40-95	18963/2016	485
Lindano (g-BHC)	mg/L	0,012445	0,020000	62,2	40-95	18963/2016	485
Metoxicloro	mg/L	0,012417	0,020000	62,1	40-95	18963/2016	485
Toxafeno	mg/L	0,416	0,800	52,0	40-95	18963/2016	485
Aldrin + Dieldrin	mg/L	0,029502	0,040000	73,8	40-95	18964/2016	485
Clordano (Isômeros)	mg/L	0,025963	0,040000	64,9	40-95	18964/2016	485
DDT (Isômeros)	mg/L	0,035854	0,060000	59,8	40-95	18964/2016	485
Endrin	mg/L	0,013653	0,040000	68,3	40-95	18964/2016	485
Heptacloro e Heptacloro Epóxido	mg/L	0,025258	0,020000	63,1	40-95	18964/2016	485
Lindano (g-BHC)	mg/L	0,011054	0,020000	55,3	40-95	18964/2016	485
Metoxicloro	mg/L	0,013028	0,020000	65,1	40-95	18964/2016	485
Toxafeno	mg/L	0,423	0,800	52,9	40-95	18964/2016	485
pH	-	7,01	7,00	100,1	75-125	19822/2016	504
Sulfeto (como H2S)	mg/kg	1,96	2,00	98,0	75-125	19137/2016	837
Surfactantes	mg/L	0,540	0,500	108,0	75-125	19265/2016	556
Pentaclorofenol	mg/L	0,005	0,005	90,9	25-125	19294/2016	483
2,4-Dinitrotolueno	mg/L	0,005	0,005	96,9	25-125	19294/2016	483
Pentaclorofenol	mg/L	0,004	0,005	82,9	25-125	19295/2016	483
2,4-Dinitrotolueno	mg/L	0,006	0,005	120,0	25-125	19295/2016	483
1,1-Dicloroetano	mg/L	0,036	0,050	73,0	70-130	18749/2016	670
Benzeno	mg/L	0,051	0,050	101,5	70-130	18749/2016	670
Clorobenzeno	mg/L	0,043	0,050	85,7	70-130	18749/2016	670
Tricloroetano	mg/L	0,038	0,050	75,2	70-130	18749/2016	670

Métodos e Datas dos ensaios

Ref.	Referência Externa	Referência Interna	Data do Preparo	Data da Análise	QA/QC
483	USEPA 8270D:2007	POPLOR041	03/08/2016	10/08/2016	19295/2016
483	USEPA 8270D:2007	POPLOR015	03/08/2016	10/08/2016	19294/2016
485	USEPA 8081B:2007	POPLOR018	03/08/2016	08/08/2016	18964/2016
485	USEPA 8081B:2007	POPLOR018	03/08/2016	08/08/2016	18963/2016
495	USEPA 7473:2007	POPLIN026	05/08/2016	05/08/2016	19469/2016
495	USEPA 7473:2007	POPLIN026	05/08/2016	05/08/2016	19473/2016
498	USEPA 6010C:2007	POPLIN002	05/08/2016	05/08/2016	19467/2016
498	USEPA 6010C:2007	POPLIN002	05/08/2016	05/08/2016	19472/2016
499	USEPA 9056A:2007	POPLIN023.	04/08/2016	04/08/2016	19401/2016
504	USEPA 9040C:2004	POPLAB010	11/08/2016	11/08/2016	19822/2016
556	SMEWW - 22nd Ed. 2012 - 5540C	POPLIN046	03/08/2016	03/08/2016	19265/2016
571	SMEWW - 22nd Ed. 2012 - 4500CN- E	POPLIN024	03/08/2016	03/08/2016	19621/2016
571	SMEWW - 22nd Ed. 2012 - 4500CN- E	POPLIN024	01/08/2016	01/08/2016	19460/2016
576	SMEWW - 22nd Ed. 2012 - 4500F-C	POPLIN025	05/08/2016	05/08/2016	19450/2016
626	SM - 22nd Ed. 2012 - 5530D	POPLIN027	08/08/2016	08/08/2016	19726/2016
670	USEPA 8260C:2006	POPLOR013	04/08/2016	04/08/2016	18749/2016
681	USEPA 3550C:2007	POPLAB008	03/08/2016	03/08/2016	0/0
829	NBR 10004:2004	POPGE0011	10/08/2016	10/08/2016	0/0
837	SMEWW - 22nd Ed. 2012 - 4500. S2-H	POPLIN039	27/07/2016	27/07/2016	19137/2016

4. Referências Externas

- ABNT NBR 10004: 2004 - Classificação de Resíduos Sólidos
- ABNT NBR 10005: 2004 - Ensaio de Lixiviação
- ABNT NBR 10006: 2004 - Ensaio de Solubilização
- Standard Methods of Water and Wastewater – 21ª Edição.
- USEPA SW 846

5. Responsabilidade técnica

Ana Paula Ahualli	CRQ 4ª Região nº 04121814
-------------------	---------------------------

6. Informações Adicionais

- Procedimento e plano de amostragem foram definidos pelo cliente de acordo com o Projeto: SMS CORPORATIVO
- Os resultados aqui apresentados referem-se exclusivamente às amostras enviadas pelo interessado, sendo que a amostragem não é de responsabilidade deste laboratório.
- O relatório de ensaio só deve ser reproduzido por completo. A reprodução parcial requer aprovação por escrita deste laboratório.
- Este relatório atende aos requisitos de acreditação da CGCRE que avaliou a competência do laboratório.
- As referências internas foram baseadas e validadas a partir das referências externas.

7. Anexos

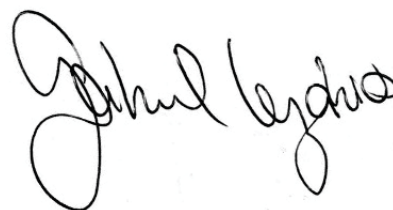
- ✓ Cadeia de Custódia e Check List.

8. Aprovação do relatório

Relatório aprovado segundo especificações comerciais e técnicas com base nos procedimentos do Sistema da Qualidade Analytical Technology e referências externas.

A validade jurídica dessa assinatura está embasada na medida provisória 2.200-2, de 24 de Agosto de 2001, a qual estabelece a autenticidade e a integridade do documento eletrônico com o uso do Certificado Digital.

Para verificar autenticidade deste documento acesse www.anatech.com.br; Código de autenticidade: **57922c8c03db406a904d8e067c07897a**



Gabriel Cezario
CRQ 4ª Região nº 04163036
Analista Químico(a)
Responsável pela análise crítica e emissão
do relatório.

Anexo 14

Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de
Defesa Ambiental dos Responsáveis Técnicos pelo Projeto



Ministério do Meio Ambiente
Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
CADASTRO TÉCNICO FEDERAL
CERTIFICADO DE REGULARIDADE - CR



Registro n.º	Data da consulta:	CR emitido em:	CR válido até:
██████████	16/10/2018	16/10/2018	16/01/2019

Dados básicos:

CPF: ██████████
██████████ ████████████████████

Endereço:

logradouro: ████████████████████
██████████ ████████████ ████████████████████ ████████████████████
██████████ ████████████████████ ████████████████████ ████████████████████
██████████ ████████████████████ ████████████████████ ████████████████████

Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental – CTF/AIDA

Código CBO	Ocupação	Área de Atividade
2144-05	Engenheiro Mecânico	Elaborar documentação técnica

Conforme dados disponíveis na presente data, CERTIFICA-SE que a pessoa física está em conformidade com as obrigações cadastrais do CTF/AIDA.

A inscrição no Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental – CTF/AIDA constitui declaração, pela pessoa física, do cumprimento de exigências específicas de qualificação ou de limites de atuação que porventura sejam determinados pelo respectivo Conselho de Fiscalização Profissional.

O Certificado de Regularidade emitido pelo CTF/AIDA não desobriga a pessoa inscrita de obter licenças, autorizações, permissões, concessões, alvarás e demais documentos exigíveis por instituições federais, estaduais, distritais ou municipais para o exercício de suas atividades, especialmente os documentos de responsabilidade técnica, qualquer o tipo e conforme regulamentação do respectivo Conselho de Fiscalização Profissional, quando exigíveis.

O Certificado de Regularidade no CTF/AIDA não produz qualquer efeito quanto à qualificação e à habilitação técnica da pessoa física inscrita.

Chave de autenticação	QJHL52LNUQ2R9IE8
-----------------------	------------------

Anexo 15

Esclarecimentos aos Órgãos Reguladores

I. INTRODUÇÃO

Este documento, cujo conteúdo é apresentado pela primeira vez de forma consolidada, visa registrar o histórico de informações e esclarecimentos solicitados pelos Órgãos Reguladores (ANP e IBAMA), ao longo do processo de aprovação do Programa de Desativação das Instalações do Campo de Piranema, com suas respectivas respostas dadas pela Petrobras.

Nesta revisão 3 do PDI do Campo de Piranema são dados esclarecimentos aos seguintes questionamentos, até o momento recebidos:

- a) **IBAMA:** Parecer Técnico nº 62/2019 - COPROD/CGMAC/DILIC, de 28.02.2019, recebido por meio do Ofício nº 107/2019/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA.
- b) **ANP:** Ofício nº 319/2019 SSM, de 24.05.2019.
- c) **ANP:** Ofício nº 285/2019 SDP, de 01.07.2019.

Para facilitar a análise do documento, ressalta-se que os trechos do parecer técnico e ofícios copiados nesse documento encontram-se em fonte *itálico e azul*, e as respostas/esclarecimentos apresentadas pela PETROBRAS encontram-se na sequência.

II. Respostas às solicitações do Parecer Técnico nº 62/2019 - COPROD/CGMAC/DILIC - IBAMA

3. ANÁLISE

3.7 Espécies Exóticas Potencialmente Bioinvasoras

Solicitação/Questionamento: A empresa informa que há a presença de colônias de coral-sol ("Tubastraea spp") no casco do FPSO, nas amarras de ancoragem e nos trechos risers das linhas.

Não foi informada a profundidade máxima de ocorrência de colônias de coral-sol nos risers e tal informação deverá ser apresentada no relatório de desativação. O que foi informado foi que apenas um dos vinte e três risers foi inspecionado e apresentou colonização e, de forma conservadora, assumia-se que todos apresentavam a espécie e as medidas de gestão seriam tomadas.

Resposta/Comentário: A PETROBRAS entende que, embora tal informação possa ser útil para a geração de dados para a melhor compreensão sobre a biologia das espécies de coral-sol, a obtenção desta informação durante a execução do atual projeto comprometeria o cronograma planejado e acarretaria em acréscimo nos custos do projeto, com uso de equipamentos ROV e interpretação de imagens, sem que ocorressem melhorias das ações de mitigação de impacto já estabelecidas para o mesmo, uma vez que a informação essencial para a boa gestão ambiental já é conhecida, qual seja: há presença de coral-sol, e a proposta técnica para o seu manejo, baseada em estudos realizados por Batista *et al.* (2017), que consiste em abandonar os *risers* temporariamente no leito marinho, em temperatura inferior a 12,5°C, é suficiente para a morte das colônias de coral-sol.

Entretanto, a PETROBRAS buscará obter esta informação (profundidade máxima de ocorrência de colônias de coral-sol) após a disposição dos *risers* no leito marinho em campanha de imageamento das linhas (dutos e umbilicais), já

prevista no projeto, sendo apresentada no Relatório de Descomissionamento de Instalações.

Referência: 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.

3.10 Abandono Temporário das Linhas

Solicitação/Questionamento: A Petrobras informa que o fluido hidráulico de controle HW525, que preenche as mangueiras termoplásticas dos umbilicais, e que já foi esclarecido anteriormente que não é possível de retirar, poderá vazar durante a desconexão. A FISPQ apresentada para o produto informa que não é esperado que o produto apresente ecotoxicidade, que o produto não apresenta persistência ambiental e é considerado rapidamente degradável. Cumprir esclarecer que a empresa está informando de uma possibilidade de vazamento, assim como da improbabilidade de dano ambiental significativo, caso venha a ocorrer. O operador não solicitou, nem este IBAMA está autorizando o descarte deste fluido.

Resposta/Comentário: A Revisão 02 do Projeto de Descomissionamento de Instalações do FPSO Piranema Spirit, protocolado no IBAMA em 07.12.2018, por meio da Carta UO-SEAL 0451/2018, e aprovado parcialmente por esse órgão por meio do Ofício nº 62/2019/COPROD/CGMAC/DILIC-IBAMA, de 28.02.2019, apresentou três possibilidades para a desconexão das linhas submarinas (dutos e umbilicais elétrico-hidráulicos) nas ANMs:

- Corte ou destorqueamento dos estojos nos flanges da interface "linha -

MCV", com instalação de flanges cegos nos MCVs;

- Substituição dos atuais MCVs por outros do tipo "cego";
- Trazer os MCVs atuais para bordo de um PLSV, instalar flanges cegos e, posteriormente, reinstalá-los nas ANMs.

Destaca-se que para o caso específico de umbilicais não há necessidade de instalação de flanges cegos nos MCVs, nem substituição dos atuais MCVs por outros do tipo "cego". Logo, para os umbilicais as opções de desconexão são: (i) corte ou destorqueamento dos estojos nos flanges da interface "linha - MCV" ou (ii) desconexão do MCV, com posterior abandono da linha (e MCV) no leito marinho.

Adicionalmente, foi ressaltado no Projeto de Descomissionamento que a opção de desconexão adotada será definida no momento de elaboração dos procedimentos executivos e informada no Relatório de Descomissionamento de Instalações.

Também foi esclarecido que, devido à impossibilidade de remoção de fluido hidráulico de controle (HW 525) do interior das mangueiras termoplásticas, poderá ocorrer liberação para o mar desse fluido durante a desconexão dos umbilicais nas ANMs.

Esclarece-se que a liberação de fluido hidráulico de controle foi colocada como uma possibilidade devido ao fato de não estar definida ainda a forma de desconexão dos umbilicais nas ANMs. Para o caso de "corte ou destorqueamento dos estojos nos flanges da interface linha-MCV", a liberação de fluido hidráulico de controle é inevitável na desconexão e recolhimento do umbilical, visto que as mangueiras termoplásticas serão também cortadas.

Salienta-se que esse cenário ("liberação de fluido hidráulico das linhas de controle durante a desconexão na ANM e recolhimento") foi previsto na matriz de Avaliação de Impactos Ambientais efetivos: aspecto ambiental nº 10, cuja importância foi classificada como "pequena", conforme Anexo 10 do Projeto de Descomissionamento.

Ainda, reforçam-se as informações sobre o fluido hidráulico de controle (HW 525) já apresentadas no Projeto de Descomissionamento (conforme

FISPQ do produto):

- Não é esperado que o produto apresente ecotoxicidade;
- O produto não apresenta persistência e é considerado rapidamente degradável;
- O produto apresenta baixo potencial bioacumulativo em organismos aquáticos.

Portanto, com base no exposto acima, a PETROBRAS ratifica a solicitação de autorização para execução de "corte e destorqueamento dos estojos nos flanges da interface linha - MCV" como forma de desconexão de umbilicais nas ANMs, caso essa seja a opção técnica a ser empregada. Isso visa não restringir as opções técnicas a serem consideradas no momento de elaboração dos procedimentos executivos.

3.14 Desconexão do Sistema de Ancoragem

Solicitação/Questionamento: A proposta da empresa foi considerada razoável. Segundo argumenta, a remoção do sistema de fundo, composto de material o qual não se espera alterações adversas ao ambiente marinho, representaria risco elevado e custo injustificável, para uma possibilidade pequena de sucesso. Já as amarras, serão integralmente recolhidas.

Resposta/Comentário: A PETROBRAS ratifica que sua proposta é que as amarras de fundo permaneçam no leito marinho (conectadas às estacas torpedo) e, portanto, somente as amarras de topo (segmento superior), assim como os cabos de poliéster (segmento intermediário), sejam integralmente recolhidos.

3.16 Abandono Permanente dos Poços

Solicitação/Questionamento: Dito isto, é de chamar a atenção

que poços de um empreendimento em descomissionamento, com devolução de campo à União, só possam passar pelos empreendimentos de abandono definitivo mais de sete anos após o início proposto para as operações de descomissionamento, ficando por este período em abandono temporário. A fiscalização sobre segurança e integridade dos poços é uma competência da ANP e lembramos que as ações de manutenção e minimização de riscos ambientais é de responsabilidade da empresa. Porém, considerando que se tratam de oito poços, de um total de apenas onze; que são dois em abandono temporário sem monitoramento, neste momento; e nove ativos e interligados à plataforma; ainda que se fale em poços classificados como sendo de baixo risco, é digno de comentário que se tratam de poços em atividade e não de uma carteira de passivo que necessite de um termo de compromisso. Esse tempo dilatado levanta questionamentos quanto ao compromisso da empresa com o sucesso de seu próprio projeto, assim como potenciais riscos ao meio ambiente advindos desse tipo de decisão, então questiona-se o cronograma e solicita-se esclarecimentos.

Resposta/Comentário: A PETROBRAS reitera seu compromisso com o sucesso do projeto a partir dos entendimentos do órgão ambiental. Esclarece, no entanto, que os elementos comprobatórios do seu compromisso com a segurança dos poços se demonstra objetivamente no documento submetido. No capítulo 7.10 (Fase 10: Abandono Permanente dos Poços), a PETROBRAS detalha a divisão da atividade de abandono permanente em duas campanhas distintas, onde a primeira objetiva a liberação do FPSO com a desconexão segura dos poços, incluindo a possibilidade de alterar quais poços serão efetivamente abandonados caso, durante a gestão contínua de integridade, se detecte algum risco potencial em poços diferentes dos já programados.

Quanto à segunda campanha, os poços seguem “os critérios de monitoramento previstos na Resolução ANP nº 46/2016 ou as condições

estabelecidas no Termo de Compromisso de Abandono de Poços”. Sobre esse último, cabe citar a nota de rodapé 18 (página 38 do Projeto de Descomissionamento), que informa que o mesmo ainda é apenas uma proposta. Assim sendo, além de informar que a nota de risco conforme critério IBP é relativamente baixa, a PETROBRAS pretende manter os poços monitorados, o que é reiterado pelo cronograma apresentado no item 15 (página 46 do Projeto de Descomissionamento), que não implica em qualquer agravamento ou majoração de riscos ambientais.

Pelos mesmos motivos ora apresentados, a remoção das 11 BAPs ocorrerá após o abandono definitivo dos poços, ou seja, entre agosto e setembro de 2026, conforme cronograma apresentado.

A inclusão eventual dos poços da segunda campanha no referido Termo de Compromisso vem exatamente trazer um tratamento equânime a todos os poços da carteira, onde os recursos finitos disponíveis são priorizados para poços não monitorados e/ou cuja nota de risco conforme critério IBP seja superior. Caso haja mudança na situação de integridade de algum dos poços que motive adiantamento na operação de abandono, o mesmo tomará lugar de outro poço na carteira. Esse rearranjo é possível através do instrumento legal do referido Termo de Compromisso com acompanhamento da agência reguladora (ANP). Esse método permite tratar o risco global da carteira de abandono de poços de forma integrada, o que vai ao encontro das melhores práticas mundiais. Cita-se a título de exemplo o “*Trends in Risk Level Summary Report* (RNNP)”, <http://www.ptil.no/summary-report-2017/category1351.html>, documento emitido pelo órgão regulador norueguês (PSA) cujo item 6.2.2 trata o risco de toda a carteira de poços e a sua tendência ao longo dos anos.

Conclui-se que a Resolução ANP nº 46/2016, alinhada com as melhores práticas e normas internacionais, não impõe óbice ao prazo de abandono pretendido e que a estratégia de divisão em duas campanhas proposta pela PETROBRAS somente reafirma sua posição proativa na mitigação de riscos ambientais.

3.18 Destinação das Linhas Flexíveis

***Solicitação/Questionamento:** Como foi detectada a presença de NORM/TENORM em equipamentos da planta de processamento do FPSO Piranema, há a possibilidade de existência de NORM/TENORM também nos dutos flexíveis de produção de óleo. Um fator limitante para o recolhimento imediato dessas linhas é que as bases de recebimento que atualmente atendem a Petrobras, em Vitória e Niterói, não possuem contratos e/ou licenças específicas para tratamento e destinação de NORM/TENORM, não estando habilitadas para receber este tipo de material. Diante disso, está em andamento um processo de contratação de novas áreas que terão capacidade de recebimento de linhas submarinas com presença de NORM/TENORM, atendendo à legislação brasileira sobre o tema, cuja previsão de conclusão é 2021.*

4. Considerações Gerais

Área para o gerenciamento dos rejeitos de NORM/TENORM com previsão para regularização em 2021 – carece regularização para o início da execução das atividades que envolvam geração destes rejeitos.

Resposta/Comentário: A área para o gerenciamento dos rejeitos de NORM/TENORM, com previsão de regularização em 2021, está relacionada à atividade/etapa de recolhimento das linhas submarinas, mais especificamente aos dutos flexíveis de produção de óleo (PO), os quais podem conter esse tipo de material. Tal área (base logística) encontra-se em processo de contratação e será objeto de licenciamento/regularização junto aos órgãos competentes, que ocorrerá antes do início da execução das operações de recolhimento dessas linhas. Inclusive, esse é um dos motivos pelos quais a janela de recolhimento das linhas submarinas estende-se até dezembro/2022.

As demais linhas submarinas (serviço, injeção de gás e umbilicais) serão recolhidas a partir de novembro/2020, pois não há rejeitos de NORM/TENORM no interior das mesmas e, portanto, podem ser destinadas às bases já contratadas e licenciadas.

Reforça-se que os volumes de rejeitos de NORM/TENORM provenientes da limpeza da planta de processo e dos tanques de carga do FPSO Piranema serão enviados às seguintes áreas de armazenamento (depósito inicial): Área de Gerenciamento de Resíduos em Cabiúnas ou Parque de Tubos, ambos em Macaé.

Conforme registrado no Projeto de Descomissionamento do FPSO Piranema Spirit (Revisão 2), o inventário de rejeitos radioativos gerados e desembarcados em terra, bem como os locais de destinação, com as respectivas evidências de regularização para recebimento e armazenamento, serão informados nos Relatórios de Descomissionamento de Instalações (relatórios semestrais que serão encaminhados após o início de execução do projeto).

3.18 Destinação das Linhas Flexíveis

Solicitação/Questionamento: *A Petrobras informa o seguinte, quanto à ancoragem das linhas submarinas (páginas 36 e 37): “Apesar de as estacas torpedo e suas respectivas amarras responsáveis pela ancoragem das linhas submarinas serem menores e mais leves (24 toneladas) que as estruturas análogas usadas na ancoragem do FPSO (98 toneladas), elas se encontram quase que totalmente cravadas no solo marinho (penetração média: 15 metros), como mostrado na Figura 8. Consequentemente, propõe-se que todas as 28 estacas torpedo e suas respectivas amarras de ancoragem de linhas submarinas (dutos flexíveis e umbilicais) sejam abandonadas e, portanto permaneçam no leito marinho. Os flutuadores associados ao sistema de ancoragem das linhas (Figura 8) serão removidos no momento de recolhimento dos dutos e umbilicais.”*

A esse respeito, a empresa não apresenta argumentação mais dedicada, dessa forma não indicando claramente o porquê de esta opção, de abandono “in situ” do sistema de ancoragem das linhas submarinas, ser a alternativa preferida. Com as informações apresentadas não é possível, automaticamente, observar um paralelo com a opção preferida para o sistema de ancoragem do FPSO. Solicita-se esclarecimentos.

Resposta/Comentário: Ainda que as estacas torpedo e suas respectivas amarras responsáveis pela ancoragem das linhas submarinas sejam menores e mais leves que as estruturas análogas usadas na ancoragem do FPSO, elas se encontram quase que totalmente cravadas no solo marinho (penetração média de 15 m), como apresentado na Revisão 02 do Projeto de Descomissionamento.

Considerando a profundidade de cravação e o tempo de sedimentação, as cargas envolvidas em uma eventual remoção de estacas torpedo de ancoragem de linhas flexíveis podem ser muito elevadas e são de difícil previsão. Portanto, na prática, representa risco elevado de rompimento de cabos em uma eventual tentativa de recuperação das estacas.

Quanto às amarras de fundo, por estarem conectadas às estacas torpedo, se justifica a proposição de abandono no leito marinho. Destaca-se que essas amarras são constituídas de aço (material considerado inerte).

Dessa forma, como medida de redução de riscos, foi proposto que todas as 28 estacas torpedo e suas respectivas amarras de ancoragem de linhas submarinas (dutos flexíveis e umbilicais) sejam abandonadas e, portanto, permaneçam no leito marinho. Salienta-se que os flutuadores associados ao sistema de ancoragem das linhas serão removidos no momento de recolhimento dos dutos e umbilicais.

Lembramos que a proposição de abandono *in situ* de estacas torpedo de ancoragem de linhas flexíveis é semelhante ao caso do FPSO Cidade do Rio de Janeiro (FPRJ), cuja proposta no PD já foi inclusive aprovada por esse Órgão.

3.24 Projeto de Monitoramento Pós Desativação

***Solicitação/Questionamento:** O Projeto de Monitoramento Pós Desativação e Recuperação Ambiental será tratado a partir de reunião específica a ser realizada em breve.*

Resposta/Comentário: A PETROBRAS aguarda o IBAMA indicar a data e horário para realização de reunião específica para discussão e definição de escopo dos Projetos de Monitoramento Pós Descomissionamento (PMPD).

III. Respostas ao Ofício nº 319/2019 SSM – ANP

***a) Solicitação/Questionamento:** Informar o nome ANP dos poços, conforme a Resolução ANP nº 699, de 06 de setembro de 2017.*

Resposta/Comentário: A tabela abaixo ilustra os nomes dos poços já abandonados da concessão de Piranema, segundo os critérios da ANP.

Nomenclatura Petrobras	Nomenclatura ANP
1-SES-0106-SE	1-SES-0106-SE
1-SES-142-SES	1-BRSA-86-SES
3-SES-143-SES	3-BRSA-111-SES
3-SES-143A-SES	3-BRSA-111A-SES
1-SES-147-SES	1-BRSA-178-SES
4-SES-149-SES	4-BRSA-189-SES
4-SES-150-SES	4-BRSA-194-SES
4-SES-151-SES	4-BRSA-197-SES
3-SES-155-SES	3-BRSA-261-SES
8-PRM-1D-SES	8-PRM-1D-SES

***b) Solicitação/Questionamento:** Apresentar o desenho esquemático de abandono de poços (esquema mecânico), indicando a Portaria/Resolução/Norma/Norma interna utilizada*

na época do abandono. Nesse esquemático deverá ser indicado os intervalos onde há presença de aquíferos, de reservatórios de hidrocarbonetos, bem como de camadas com potencial de fluxo.

- Caso não haja informações ou haja desvios referentes ao desenho esquemático de abandono de poços, que possam comprometer os aspectos de segurança do poço, deve-se apresentar justificativa técnica atestando que ainda assim o abandono está adequado;*
- Caso haja tampões sem registro de teste, conforme definição na Portaria ANP no 25/2002, deve-se apresentar uma justificativa técnica quanto à sua integridade.*


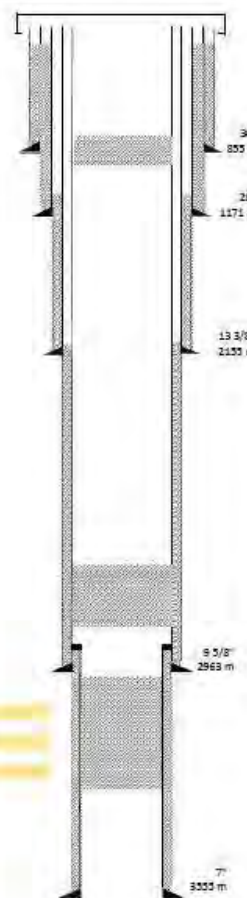
Resposta/Comentário: Abaixo, após o item “c”, seguem-se os desenhos esquemáticos de todos os dez poços solicitados.

***c) Solicitação/Questionamento:** Para os trechos de poço com anulares não cimentados expostos à formação, apresentar resumo litológico, indicando qualitativamente as características de permeabilidade ou fluidos saturantes e o potencial de fluxo. Esta indicação pode se dar por pacotes, não sendo necessário indicar a profundidade de cada litologia atravessada, mas sim as características gerais dos trechos. Indicar a profundidade topo e base do trecho referido.*

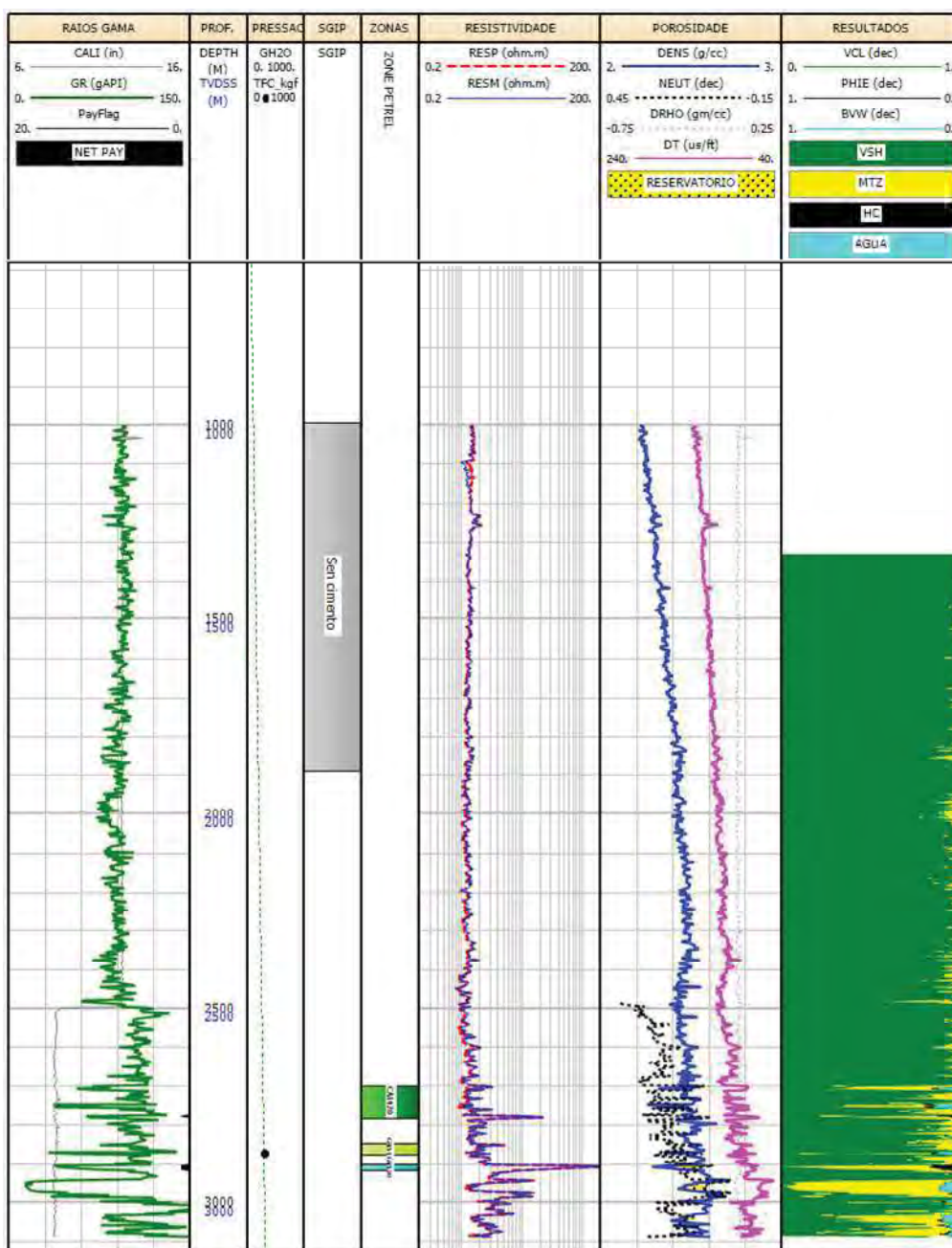
Resposta/Comentário: Dentre os dez poços analisados, somente quatro possuem anulares não cimentados expostos à Formação (1-SES-142, 3-SES-143, 3-SES-143A e 4-SES-149), conforme os desenhos esquemáticos e resumos litológicos apresentados abaixo.

Poço: 1-SES-106 - Este poço não possui intervalo com anular sem cimentação.

O tampão de superfície está conforme a Norma Petrobras vigente à época.


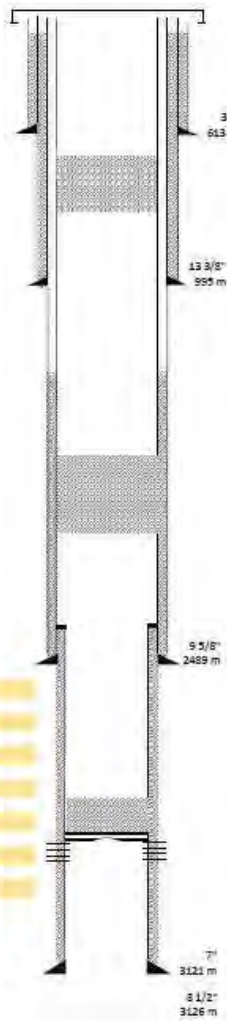
		Evento: ABANDONO DEFINITIVO UN: UO-SEAL Poço: 1-SES-0106 Sonda: NS-14		Campo: PIRANEMA LDA: 779 m MR: 15 m	Nome ANP: 15E5 0106 Cadastro do poço: 901210379900 Data de abandono: 10/02/1993 Norma Petrobras N-2345	
FORMAÇÃO	PROF (m) Topo/base	ESQUEMA DO POÇO	PROF (m) Topo/base	DESCRIÇÃO		
			790	Topo do Revestimento de 30"		
			794	Topo do cimento anular do revestimento de 30"		
			797	Topo do revestimento de 20"		
				Topo do cimento anular do revestimento de 20"		
				850 - 950	Tampão de cimento #3 (superfície): 100 m	
				855	Sapata do Revestimento de 30"	
				1121	Topo do cimento anular do revestimento de 13 3/8" (calculado)	
				2100	Topo do cimento anular do revestimento de 9 5/8" (calculado)	
				2155	Sapata do Revestimento de 13 3/8"	
				2799 - 2891	Tampão de cimento #2 (fundo): 82 m (checado com coluna)	
				2861	Topo do liner (calculado)	
				2963	Sapata do Revestimento 9 5/8"	
				2967 - 3095	Tampão de cimento #1 (fundo): 128 m (checado com coluna)	
				3555	Sapata do liner 7"	
			3560	Fundo do poço		
Calumbi - Água - Sem potencial de fluxo	3004 - 3010					
Calumbi - Água - Sem potencial de fluxo	3023 - 3031					
Calumbi - Óleo - Com potencial de fluxo	3077 - 3093					

Poço: 1-SES-142 - Este poço possui intervalo 995 a 1.889 m com anular sem cimentação. Contudo o intervalo possui a predominância de folhelhos da Fm Calumbi, conforme figura a seguir.


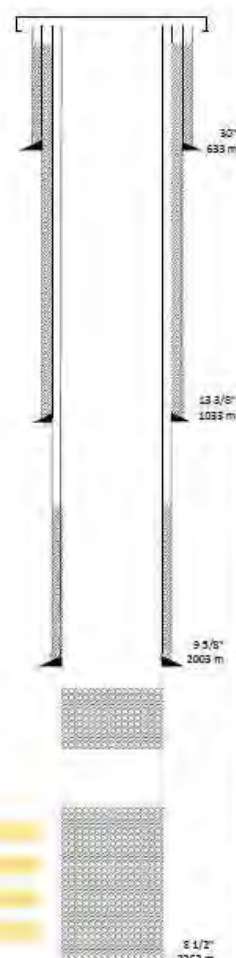


O tampão #1 foi checado conforme Portaria ANP vigente à época.

O tampão #2 foi checado com peso inferior (6 toneladas) ao requisitado na Portaria ANP vigente à época, porém suficiente para atestar o posicionamento e o topo do mesmo, não comprometendo a segurança do abandono permanente, pois não há impacto na comunicação das Formações e o intervalo encontra-se isolado para o fundo do mar por meio da cimentação do liner de 7".

		Evento: ABANDONO DEFINITIVO UN: UO-SEAL Poço: 1-SES-142 Sonda: NS-41		Campo: PIRANEMA LDA: 531 m MR: 22 m		Nome ANP: 1BRSA 86 SES Cadastro do poço: 90121019517 Data de abandono: 04/09/2001 Portaria 176	
FORMAÇÃO	PROF (m) Topo/base	ESQUEMA DO POÇO		PROF (m) Topo/base	DESCRIÇÃO		
				550	Topo do Revestimento de 13 3/8"		
				551	Topo do Revestimento de 30"		
				552	Topo do Revestimento de 9 5/8"		
				553	Topo do Cimento anular revestimento de 30"		
					Topo do Cimento anular revestimento de 13 3/8"		
				613	Sapata do Revestimento de 30"		
				640 - 700	Tampão de cimento #3 (superfície): 60 m		
				995	Sapata do Revestimento de 13 3/8"		
				995 - 1889	Intervalo com predominância de folhelhos da Fm. Calumbi sem presença de reservatórios com potencial permeoporoso.		
				1889	Topo do Cimento anular 9 5/8" (calculado)		
				2309 - 2370	Tampão de cimento #2 (topo do liner): 61 m (checado com 5 ton)		
				2383	Topo do liner de 7" (calculado)		
				2489	Sapata do Revestimento de 9 5/8"		
				2806 - 2882	Tampão de cimento #1 (fundo): 74 m (checado com 7 ton)		
				2884	BPP (testado com 2500 psi)		
				2904 - 2911	Canhoneados		
Calumbi - Água - Sem potencial de fluxo	2665 - 2675			3121	Sapata do Liner de 7"		
Calumbi - Água - Sem potencial de fluxo	2698 - 2710			3126	Poço Aberto 8 1/2"		
Calumbi - Água - Sem potencial de fluxo	2740 - 2763						
Calumbi - Óleo - Com potencial de fluxo	2775 - 2785						
Calumbi - Água - Sem potencial de fluxo	2845 - 2876						
Calumbi - Óleo - Com potencial de fluxo	2900 - 2921						
Blachuelo - Água - Sem potencial de fluxo	2942 - 2985						

Poço: 3-SES-143 - Este poço possui intervalo 1.033 a 1.400 m com anular sem cimentação. Contudo o intervalo possui a predominância de folhelhos da Fm Calumbi, conforme figura a seguir.

		Evento: ABANDONO DEFINITIVO UN: UO-SEAL Poço: 3-SES-143 Sonda: SS-41		Campo: PIRANEMA LDA: 551 m MR: 22 m		Nome ANP: 3BRSA 111 SES Cadastro do poço: 90121019685 Data de abandono: 25/12/2001 Portaria 176	
FORMAÇÃO	PROF (m) Topo/base	ESQUEMA DO POÇO	PROF (m) Topo/base	DESCRIÇÃO			
			569	Topo do Revestimento de 30"			
			571	Topo do Revestimento de 13 3/8"			
			575	Topo do Revestimento de 9 5/8"			
				Topo do cimento anular 30"			
				Topo do cimento anular 13 3/8"			
			633	Sapata do Revestimento de 30"			
			1033	Sapata do Revestimento 13 3/8"			
			1033 - 1400	Intervalo com predominância de folhelhos da Fm. Calumbi sem presença de reservatórios com potencial permeoporoso.			
			1400	Topo do cimento no anular 9 5/8" (calculado)			
			2003	Sapata do Revestimento 9 5/8"			
		2030 - 2073	Tampão de cimento #3 (desvio para 3-SES-143A): 43m (checado com coluna)				
			2613 - 2820	Tampão de cimento #2 (fundo): 207 m (checado com 15 lbs)			
Calumbi - Óleo e Água - Com potencial de fluxo	2774 - 2834		2820 - 3262	Tampão de cimento #1 (fundo): 442 m (checado com 15 lbs)			
Calumbi - Óleo e Água - Com potencial de fluxo	2879 - 2948		3262	Fundo do poço			
Riachuelo - Óleo - Com potencial de fluxo	2971 - 3100						
Riachuelo - Óleo - Com potencial de fluxo	3135 - 3190						

Poço: 3-SES-143A - Este poço possui o mesmo intervalo 1.033 a 1.400 m do poço 3-SES-143, portador de pelitos, com anular sem cimentação, pois acontece antes da profundidade de desvio.

As Formações estão isoladas para o meio externo por meio da cimentação do *liner* de 7" com topo a 1908 m, juntamente com o tampão de fundo no interior do *liner* checado conforme Portaria ANP vigente à época.

	Evento: ABANDONO DEFINITIVO UN: UO-SEAL Poço: 3-SES-143A Sonda: S5-41		Campo: PIRANEMA LDA: 551 m MR: 22 m		NOME ANP: 3BRSA 111A SES Cadastro do poço: 90121019781 Data de abandono: 26/03/2002 Portaria 176	
	FORMAÇÃO	PROF (m) Topo/base	ESQUEMA DO POÇO	PROF (m) Topo/base	DESCRIÇÃO	
				569	Topo do Revestimento de 30"	
				571	Topo do Revestimento de 13 3/8"	
				573	Topo do cimento anular 30"	
					Topo do cimento anular 13 3/8"	
				633	Sapata do Revestimento de 90"	
				700 - 800	Tampão de cimento #3 (superfície); 100 m	
				863 - 915	Tampão de cimento #2: 30 m	
				898	Casing Patch no revestimento de 9 5/8"	
				1033	Sapata do Revestimento 13 3/8"	
				1033 - 1400	Intervalo com predominância de folhelhos da Fm. Calumbi sem presença de reservatórios com potencial permeoporoso.	
				1400	Topo do cimento no anular 9 5/8" (calculado)	
				1908	Topo do liner de 7" (calculado)	
				2003	Sapata do Revestimento 9 5/8"	
				2775 - 2860	Tampão de cimento #1 (fundo); 85 m (chegada com 7 ton)	
				2972 - 2993	Canhoneados	
Calumbi - Óleo e Água - Com potencial de fluxo	2774 - 2834			3003	BPP (testado com 2500 psi)	
Calumbi - Óleo e Água - Com potencial de fluxo	2879 - 2948			3012 - 3028	Canhoneados	
Calumbi - Óleo - Com potencial de fluxo	2971 - 3100			3160	BPP (testado com 2500 psi)	
Riachuelo - Óleo - Com potencial de Fluxo	3135 - 3190			3177 - 3188	Canhoneados	
Riachuelo - Óleo - Com potencial de Fluxo	3361 - 3488			3485	Sapata do Liner 7"	
				3487	Poço Aberto 8 1/2"	


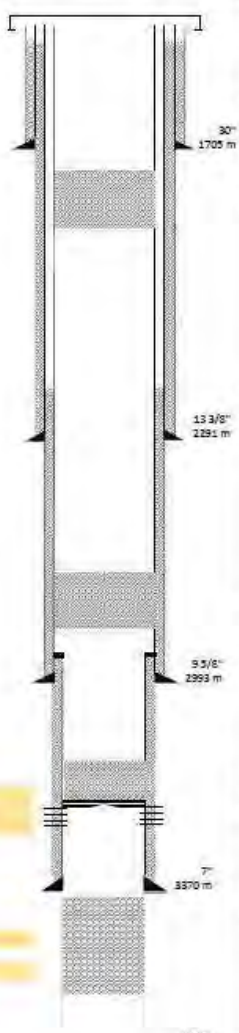
Poço: 1-SES-147 - Este poço não possui intervalo com anular sem cimentação.

Os tampões #1 e #2 foram checados conforme Portaria ANP vigente à época.

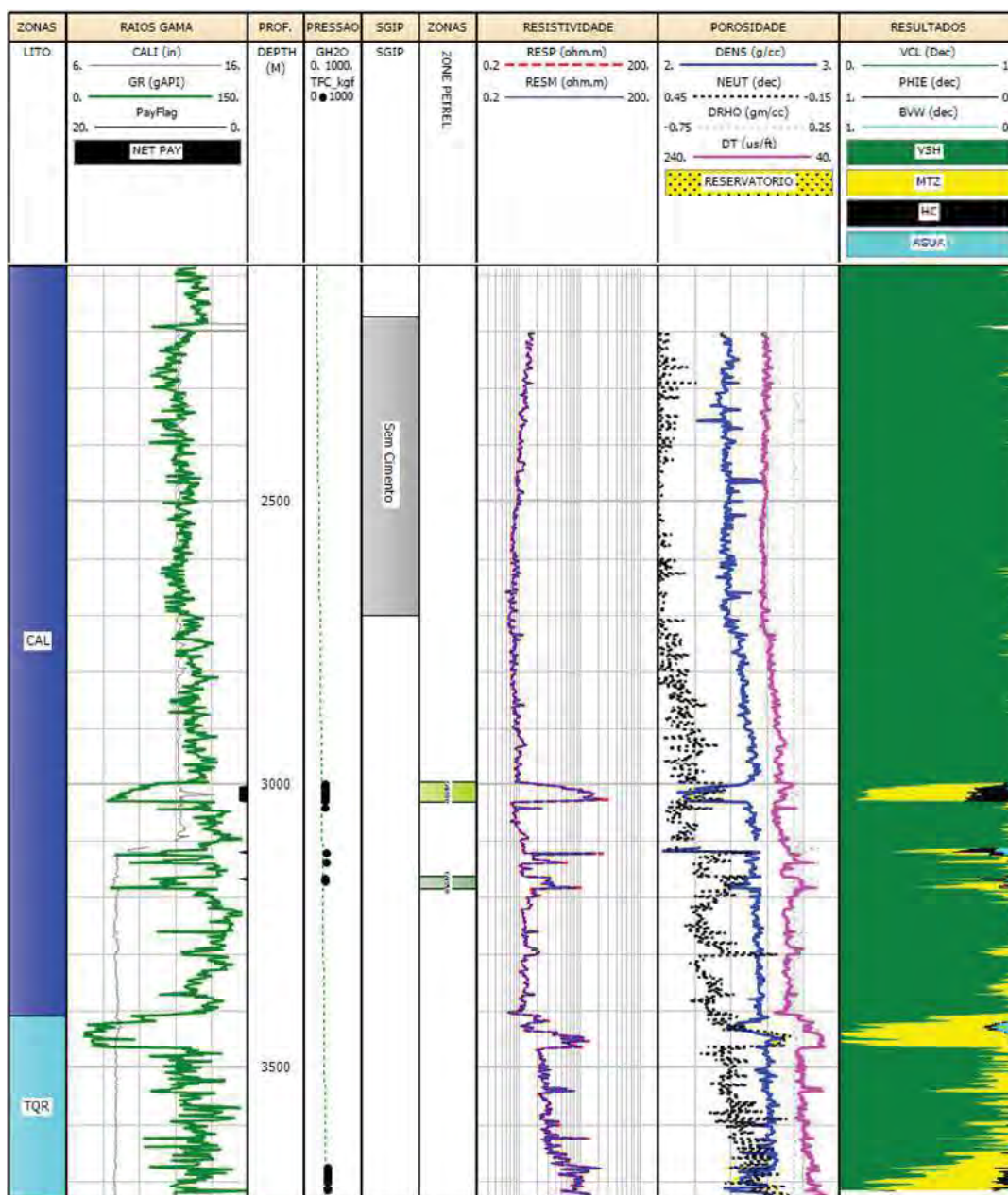
Não há registro de checagem do tampão #3, porém sem comprometimento da segurança do abandono permanente, uma vez que não há impacto na comunicação das Formações, e o intervalo encontra-se isolado

para o fundo do mar por meio da cimentação do *liner* de 7", bem como do tampão #2 e BPP (testado com 2.500 psi).

O tampão de superfície está conforme a Portaria ANP vigente à época.


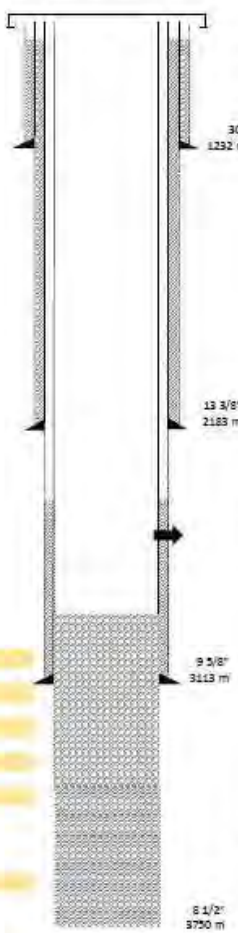
<div>  <div> Evento: ABANDONO DEFINITIVO UN: UO-SEAL Poço: 1-SES-147 Sonda: NS-21 </div> <div> Campo: PIRANEMA LDA: 1658 m MR: 18 m </div> <div> Nome ANP: 1BRSA 178 SES Cadastro do poço: 90121020256 Data de abandono: 13/02/2003 Portaria 25 </div> </div>				
FORMAÇÃO	PROF (m) Topo/base	ESQUEMA DO POÇO	PROF (m) Topo/base	DESCRIÇÃO
			1656	Capa de abandono CBV GLL
			1657	Topo do Revestimento de 13 3/8"
			1658	Topo do Revestimento de 30"
			1659	Topo do Revestimento de 9 5/8"
			1661	Topo do Cimento anular revestimento de 30"
				Topo do cimento anular 13 3/8"
			1705	Sapata do Revestimento de 30"
			1831 - 1891	Tampão de cimento #4 (superfície): 60 m
			2200	Topo do Cimento anular do revestimento de 9 5/8" (calculado)
			2291	Sapata do Revestimento 13 3/8"
			2834 - 2884	Tampão de cimento #3 (topo do liner): 50 m
			2892	Topo do liner (calculado)
			2993	Sapata do Revestimento 9 5/8"
			3147 - 3233	Tampão de cimento #2 (fundo): 86 m (checado com 15klbs)
			3235	BPP (testado com 2500 psi)
			3250 - 3269	Canhoneados
			3370	Sapata do Liner 7"
			3379 - 3530	Tampão de cimento #1 (fundo): 151 m (checado com 19klbs)
			3909	Poço Aberto 8 1/2"
Calumbi - Óleo - Com potencial de fluxo	3230 - 3280			
Calumbi - Água - Sem potencial de fluxo	3425 - 3450			
Calumbi - Água - Sem potencial de fluxo	3460 - 3500			

Poço: 4-SES-149 - Este poço possui intervalo 2.183 a 2.700 m com anular sem cimentação. Contudo o intervalo possui a predominância de folhelhos da Fm Calumbi, conforme figura a seguir.




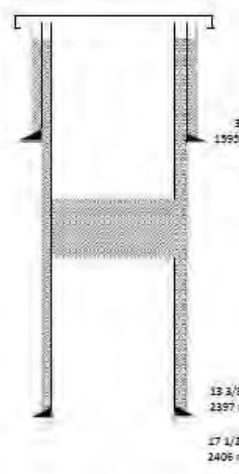
O tampão de fundo foi checado com peso inferior (7 klbs) ao requisitado na Portaria ANP vigente à época, porém suficiente para atestar posicionamento e topo do mesmo não comprometendo desta forma a segurança do abandono do poço.

Não há tampão de superfície uma vez que foi realizado desvio a 2698 m para perfuração do poço 4-SES-149A e este se encontra produzindo atualmente.

		Evento: ABANDONO DEFINITIVO UN: UO-SEAL Campo: PIRANEMA Poço: 4-SES-149 LDA: 1150 m Sonda: N5-21 MR: 18 m		NOME ANP: 4BRSA 189 SES Cadastro do poço: 90121020342 Data de abandono: 28/03/2003 Portaria 25	
FORMAÇÃO	PROF (m) Topo/base	ESQUEMA DO POÇO	PROF (m) Topo/base	DESCRIÇÃO	
					
			1179	Topo do Revestimento de 30"	
			1182	Topo do cimento anular 30"	
				Topo do cimento anular 13 3/8"	
			1232	Sapata do Revestimento de 30"	
			2183	Sapata do Revestimento 13 3/8"	
			2183 - 2622	Intervalo com predominância de folhelhos da Fm. Calumbi sem presença de reservatórios com potencial permo-poroso	
			2622	Topo do cimento no anular 9 5/8" (perfurado)	
			2694 - 2697	Janela (desvio para 4-SES-149A em produção)	
Calumbi - Óleo - Com potencial de Fluxo	2996 - 3050		2914 - 3406	Tampão de cimento #2 (fundo): 503 m (chacado com 7/8")	
Calumbi - Óleo - Com potencial de Fluxo	3116 - 3125		3113	Sapata do Revestimento 9 5/8"	
Calumbi - Óleo - Com potencial de Fluxo	3133 - 3140				
Calumbi - Óleo - Com potencial de Fluxo	3162 - 3197				
Riachuelo - Água - Sem potencial de Fluxo	3403 - 3464				
			3406 - 3750	Tampão de cimento #1 (fundo): 344 m (chacado com coluna)	
Riachuelo - Água - Com potencial de Fluxo	3673 - 3750		3750	Poço Aberto 8 1/2"	


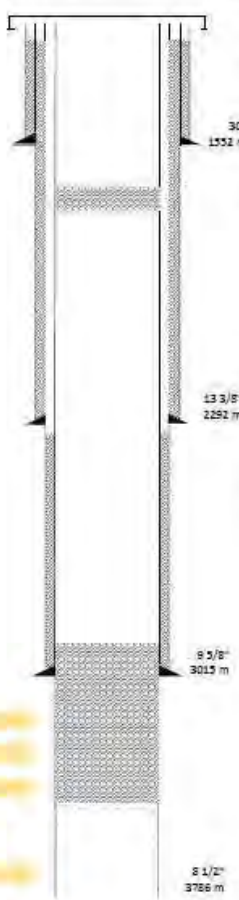
Poço: 4-SES-150 - Este poço não possui intervalo com anular sem cimentação.

O tampão de abandono está em conformidade com os requisitos da Portaria ANP vigente à época e não há zona com potencial de fluxo.

	Evento: ABANDONO DEFINITIVO UN: UO-SEAL Campo: PIRANEMA Poço: 4-SES-150 LDA: 1518 m Sonda: NS-21 MR: 18 m NOME ANP: 4BRSA 194 SES Cadastro do poço: 90121020405 Data de abandono: 12/04/2003 Portaria 25			
FORMAÇÃO	PROF (m) Topo/base	ESQUEMA DO POÇO	PROF (m) Topo/base	DESCRIÇÃO
			1532	Topo do Revestimento de 13 3/8"
			1536	Topo do Revestimento de 30"
			1536	Topo do cimento anular 30"
			1536	Topo do cimento anular 13 3/8"
			1595	Sapata do Revestimento de 30"
			1700 - 1800	Tampão de cimento #1 (superfície): 180 m
			2397	Sapata do Revestimento 13 3/8"
			2406	Poço Aberto 17 1/2"



Poço: 4-SES-151 - Este poço não possui intervalo com anular sem cimentação.

Todos os tampões estão em conformidade com os requisitos da Portaria ANP vigente à época.

<div>  <div> Evento: ABANDONO DEFINITIVO UN: UO-SEAL Poço: 4-SES-151 Sonda: NS-21 </div> <div> Campo: PIRANEMA LDA: 1475 m MR: 18 m </div> <div> NOME ANP: 4BRSA 197 SES Cadastro do poço: 90121020429 Data de abandono: 14/05/2003 Portaria 25 </div> </div>				
FORMAÇÃO	PROF (m) Topo/base	ESQUEMA DO POÇO	PROF (m) Topo/base	DESCRIÇÃO
			1491	Topo do revestimento de 9 5/8"
			1493	Topo do cimento anular 30"
				Topo de cimento anular 13 3/8"
			1515	Topo do Revestimento de 30"
			1552	Sapata do Revestimento de 30"
			1711 - 1781	Tampão de cimento #2 (superfície): 70 m
			2292	Sapata do Revestimento 13 3/8"
			2292 - 2300	Intervalo com predominância de folhelhos da Fm. Calumbi sem presença de reservatórios com potencial permeoporoso.
			2300	Topo de cimento no anular 9 5/8" (calculado)
			2927 - 3450	Tampão de cimento #1 (fundo): 523 m (checado com 7 ton)
			3015	Sapata do Revestimento 9 5/8"
Calumbi - Água - Sem potencial de Fluxo	3265 - 3287			
Calumbi - Água - Sem potencial de Fluxo	3315 - 3357			
Calumbi - Água - Sem potencial de Fluxo	3400 - 3420			
Itaquari - Água - Sem potencial de Fluxo	3750 - 3780			
			3786	Poço Aberto 8 1/2"

Poço: 3-SES-155 - Este poço não possui intervalo com anular sem cimentação.

Todos os tampões estão em conformidade com a Portaria ANP vigente à época.

		Evento: ABANDONO DEFINITIVO UN: UO-SEAL Poço: 3-SES-155 Sonda: NS-21		Campo: PIRANEMA LDA: 1691 m MR: 18 m		NOME ANP: 3BRSA 261 SES Cadastro do poço: 90121020784 Data de abandono: 22/02/2004 Portaria 25	
FORMAÇÃO	PROF (m) Topo/base	ESQUEMA DO POÇO	PROF (m) Topo/base	DESCRIÇÃO			
			1707	Topo do cimento anular 30"			
				Topo do cimento anular 13 3/8"			
			1769	Sapata do Revestimento de 30"			
			1820 - 2020	Tampão de cimento #4 (superfície), 200 m			
			2746 - 2850	Tampão de cimento #3; 107 m (checado com 7 ton)			
			2793	Sapata do Revestimento 13 3/8"			
			3197 - 3520	Tampão de cimento #2 (fundo); 323 m (checado com 7 ton)			
			3731 - 3909	Tampão de cimento #1 (fundo); 178 m (checado com 7 ton)			
			3910	Poço Aberto 12 1/4"			
Calumbi - Água - Sem potencial de fluxo	3268 - 3325						
Calumbi - Água - Sem potencial de fluxo	3353 - 3391						
Calumbi - Água - Sem potencial de fluxo	3457 - 3488						
Iaquari - Água - Sem potencial de fluxo	3707 - 3910						

Poço: 8-PRM-01-SES - Este poço não possui intervalo com anular sem cimentação.

A "primeira perna" do poço não atingiu nenhuma zona com potencial de fluxo.

O tampão #3 foi checado conforme Portaria ANP vigente à época.


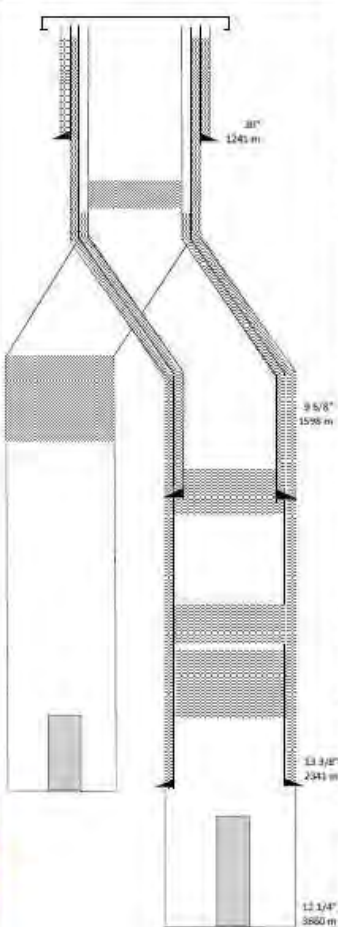
Os tampões #1 e #2 foram checados com peso inferior (10 klbs) ao requisitado na Portaria ANP vigente à época, porém suficiente para atestar posicionamento e topo do mesmo não comprometendo a segurança do

abandono permanente

Não foi possível isolar as zonas de fluxo uma das outras, pois havia um peixe ao longo de toda a extensão dos intervalos, mas como alternativa para isolar os intervalos foi efetuado um tampão de cimento dentro do 13.3/8" de 1.960 a 2.073 m, testado por peso.

A cimentação do revestimento de 13.3/8" do poço final apresenta isolamento hidráulico para a superfície.

O tampão de superfície está conforme a Norma Petrobras vigente à época.

		Evento: ABANDONO DEFINITIVO UN: UO-SEAL Poço: 8-PRM-1DA-SES Sonda: NS-18		Campo: PIRANEMA LDA: 1168 m ML: 13 m		NOME ANP: Cadastro do poço: Data de abandono: 01/01/2008 Portaria 25	
FORMAÇÃO		PROF (m) Topo/base	ESQUEMA DO POÇO		PROF (m) Topo/base	DESCRIÇÃO	
							
					1178	Topo do Revestimento de 30"	
						Topo do Revestimento de 13 3/8"	
					1181	Topo do cimento anular 30"	
						Topo do cimento anular 13 3/8"	
					1241	Sapata do Revestimento de 30"	
					1342 - 1442	Tampão de cimento #4 (superfície): 100 m	
					1350	Topo do cimento anular de 9 5/8" (calculado)	
					1379 - 1456	Tampão de Abandono/Desvio	
					1550 - 1650	Tampão de cimento #3: 100 m (checado com 15 kilos)	
					1598	Sapata do Revestimento 9 5/8"	
					1866 - 1955	Tampão de Cimento #2 (fundo): 89 m (checado com 10 kilos)	
					1960 - 2450	Tampão de cimento #1 (fundo): 480 m (checado com 10 kilos)	
					2017 - 2350	Topo do BHA DE 17 1/2" (PEIXE): 333 m	
					2341	Sapata do Revestimento 13 3/8"	
					2450 - 3660	Poço Aberto 12 1/4"	
					2545 - 3656	Topo do BHA DE 12 1/4" (PEIXE): 1111 m	
Calumbé - Água - Sem potencial de Fluxo		2747 - 2745					
Calumbé - Óleo e Água - Com potencial de Fluxo		3242 - 3255					
Calumbé - Óleo - Com potencial de Fluxo		3275 - 3370					

*d) **Solicitação/Questionamento:** Caso existam aquíferos ou formações portadores de hidrocarbonetos conectados a superfície, justificar tecnicamente a motivação para que não seja necessário prover o isolamento.*

Resposta/Comentário: Não foram identificados aquíferos ou reservatórios portadores de hidrocarbonetos conectados a superfície.

IV. Respostas ao Ofício nº 285/2019 SDP – ANP

*a) **Solicitação/Questionamento:** Alterar o título do PDI para Programa de Desativação de Instalações do Campo de Piranema, caso haja a intenção de devolução da área da concessão e o PDI incorpore o inventário completo das instalações do Campo de Piranema.*

Resposta/Comentário: Como existe a intenção da Petrobras em devolver a concessão de Piranema e o programa de desativação contempla o inventário completo das instalações do campo, o título do PDI foi alterado, como solicitado, ensejando a revisão 3 do documento.

*b) **Solicitação/Questionamento:** Confirmar o status do poço 1-SES-106-SE, haja vista que há uma divergência de informação entre o PDI (abandonado permanentemente) e o Sistema de Informações Gerenciais de Exploração e Produção - SIGEP (arrasado). Adicionalmente, considerando que houve alteração pela Petrobras do status do poço 1-SES-106-SE no SIGEP no ano de 2013 e que este é o único poço classificado como arrasado, solicita-se informar a compreensão da Petrobras a respeito dos status*

"abandonado permanentemente" e "arrasado".

Resposta/Comentário: O status do abandono permanente do poço 1-SES-106-SE apresentado no PDI, em sua revisão 02, encontra-se correto. A Petrobras irá realizar a devida correção da divergência no SIGEP.

O entendimento da Petrobras sobre os *status* de poços "abandonado permanentemente" e "arrasado" está de acordo com as definições constantes na Resolução ANP nº 699/2017. Um poço abandonado permanentemente é aquele em que foram conduzidas operações para o estabelecimento dos conjuntos solidários de barreiras permanentes. Um poço marítimo arrasado é um poço abandonado permanentemente que teve seus revestimentos cortados na profundidade recomendada pela regulamentação vigente.

c) Solicitação/Questionamento: Informar a destinação conferida às linhas anteriormente conectadas aos poços 8-PRM-01D-SES, 1-SES-106-SE, 1-SES-142, 3-SES-143, 3-SES-143A, 1-SES-147, 4-SES-149, 4-SES-150, 4-SES-151 e 3-SES-155, considerando que no PDI não é realizada menção a estas linhas.

Resposta/Comentário: A Petrobras esclarece que todos os poços citados nunca operaram e, conseqüentemente, não tiveram linhas conectadas ao FPSO Piranema. Por isso essas linhas não fizeram parte do inventário constante no PDI, em sua revisão 2.

d) Solicitação/Questionamento: Informar a destinação final das Base Adaptadora de Produção (BAP) após a sua remoção.

Resposta/Comentário: A destinação final das Bases Adaptadora de Produção (BAP) seguirão o fluxo padrão adotado pela Companhia em relação

ao descarte de linhas e equipamentos. No caso em questão, após as suas remoções, as mesmas serão levadas para base terrestre da Petrobras para eventuais necessidades de limpeza, inspeção e testes.

A Companhia buscará alternativas de reutilização destes equipamentos em outros projetos e, em caso de sucesso, fará o armazenamento temporário e reaplicação dos mesmos. Caso não se identifiquem projetos com potencial de reuso, as mesmas serão cortadas, descaracterizadas e encaminhadas para alienação, de modo a serem vendidas como sucata metálica para empresas licenciadas, que possam dar a destinação final ambientalmente adequada às mesmas.

Para realização da alienação são seguidos os padrões internos da Companhia referente ao assunto. A sucata metálica é destinada para reciclagem em fornos de siderúrgicas. Os itens não metálicos são separados, quando possível, e enviados para outras áreas destinadoras, que emitem os Certificados de Destinação Final (CDF).

e) Solicitação/Questionamento: Informar a destinação final dos efluentes oriundos da limpeza dos tanques.

Resposta/Comentário: Os efluentes líquidos oriundos das limpezas dos tanques serão transferidos, juntamente com o petróleo, para navios aliviadores, via *offloading*, que transportarão e deslocarão os efluentes para Unidades da Petrobras em terra, com instalações adequadas e autorizadas pelos órgãos reguladores competentes, para tratamento e destinação final.

Os resíduos sólidos, após os devidos acondicionamentos, serão transportados para unidades da Companhia *onshore* ou para empresas terceirizadas, autorizadas pelos órgãos ambientais, para o adequado tratamento e destinação final.

Destaca-se que no Relatório de Descomissionamento, ao final da execução do PDI, serão apresentados os registros e documentos evidenciando o gerenciamento da gestão de efluentes, em acordo com a legislação vigente à época.

*f) **Solicitação/Questionamento:** Considerando que a atividade de remoção de linhas será iniciada em novembro de 2020 e que as bases de recebimento das linhas contaminadas com NORM serão contratadas apenas em 2021, informar qual será a destinação das linhas de produção no período compreendido entre 2020 e 2021.*

Resposta/Comentário: Os dutos de produção serão recolhidos somente após a Companhia ter à sua disposição uma área/base licenciada pelos órgãos reguladores para receber linhas com potencial presença de NORM, dentro da janela informada no PDI para seus recolhimentos (novembro de 2020 até dezembro de 2022). Portanto, o planejamento do projeto considera iniciar o recolhimento pelas linhas de injeção de gás e umbilicais, visto que estas não possuem NORM.

*g) **Solicitação/Questionamento:** Informar o quantitativo e a destinação dos flutuadores do sistema de ancoragem das linhas flexíveis.*

Resposta/Comentário: É prática comum nos projetos da Companhia a utilização de 1 (hum) flutuador por ponto de ancoragem das linhas flexíveis (dutos flexíveis e umbilicais), o que totaliza 23 flutuadores utilizados nos pontos de ancoragem dos 23 risers interligados ao FPSO Piranema

Após o recolhimento, os flutuadores serão avaliados quanto à alienação (destino mais provável) ou reaproveitamento em outro projeto da Petrobras, caso seja tecnicamente e economicamente viável. Os itens não metálicos são separados, quando possível, e enviados para outras áreas destinadoras dentro da Companhia.

Conforme já citado, são emitidos os Manifestos de Resíduos pela Petrobras e os Certificados de Destinação Final (CDF) pelas empresas compradoras.

***h) Solicitação/Questionamento:** Apresentar plano de monitoramento pós-desativação.*

Resposta/Comentário: A Petrobras esclarece que, conforme registrado pelo IBAMA no Parecer Técnico nº 62/2019 COPROD/CGMAC/DILIC de 28.02.2019, o órgão ambiental orientou que o Projeto de Monitoramento Pós Desativação do PDI do Campo de Piranema seja tratado a partir de reunião específica, a ser realizada em breve.

Dessa forma, a Companhia está no aguardo do IBAMA realizar o agendamento dessa reunião, para posterior elaboração e envio do Plano de Monitoramento solicitado.

***i) Solicitação/Questionamento:** Envio de Estudo de Análise de Riscos, contemplando todas as atividades de desativação previstas, com a antecedência de 90 dias do início das atividades de desativação.*

Resposta/Comentário: A Petrobras encaminhou na Revisão 2 do PDI, em seu Anexo 10, a “Análise de Riscos Ambientais e Avaliação de Impactos Ambientais do Projeto de Descomissionamento do FPSO Piranema”. Em complemento, a empresa se compromete a enviar futuramente os Estudos de Análise de Riscos das atividades de desativação atualizados, com antecedência mínima de 90 dias do início da parada de produção (fechamento) dos poços.

***j) Solicitação/Questionamento:** No que se refere ao cronograma apresentado no PDI, observa-se a proposição de*

abandono permanente dos poços 3-SES-154 e 8-PRM-08-SES, atualmente em situação de abandono temporário, no período compreendido entre janeiro a agosto/2021. Conforme informações apresentadas no SIGEP para tais poços houve alteração de status para "fechado" no mês de agosto de 2013 e no PDI a Petrobras destaca que os poços se encontram em abandono temporário, sem monitoramento. Assim, cabe lembrar a obrigatoriedade de observância aos requisitos estabelecidos na Resolução ANP nº 46/2016. Adicionalmente, para os demais poços para os quais a Petrobras apresenta as datas de início e término de monitoramento, é importante destacar que é de responsabilidade exclusiva do concessionário o estabelecimento de um programa de monitoramento, que inclua a definição adequada da sua periodicidade, em acordo com a Resolução ANP nº 46/2016 e com o Caderno de Boas Práticas de E&P - Diretrizes para Monitoramento de Poços em Abandono Temporário (IBP). Dessa forma, a aprovação deste PDI não implicará na concordância desta ANP com qualquer proposição apresentada pelo concessionário no PDI sobre o monitoramento dos poços.

Resposta/Comentário: Na Fase 10 do PDI (item 7.1) são descritas duas campanhas distintas de abandono dos poços, que são escopo do projeto pretendido.

A primeira campanha foca nos poços de maior risco, conforme Critério de Risco previsto na proposta de Termo de Compromisso e/ou que apresentem problemas de integridade na véspera da execução do projeto de descomissionamento do FPSO Piranema.

Dado que a data prevista de abandono permanente (2021) é muito próxima a maio de 2020, data em que o prazo máximo de monitoramento preconizado no item 10.5.3.3 do SGIP se encerra, conforme Ofício Circular 001/SSM/SDP/SEP/2017, a Petrobras entende que uma campanha de

monitoramento na véspera da operação de abandono, justamente durante a campanha de descomissionamento do FPSO Piranema, traz poucos benefícios efetivos, sendo preferível não competir com o escopo da liberação do FPSO e focar no abandono pretendido em 2021.

Os poços da segunda campanha teriam o prazo de monitoramento preconizado no item 10.5.3.3 do SGIP iniciado quando da desconexão dos dutos do FPSO Piranema, prevista para 2020.

Além disso, a Petrobras verificou que todos os equipamentos dos poços possuem interface para obtenção de dados com ROV, e que os sensores dos poços (TPT e/ou PDG) estão funcionais na data na qual o projeto de descomissionamento foi submetido, o que permite o monitoramento dos poços com ROV.

Dado que todos os poços da segunda campanha de abandono se encontram na faixa de menor risco da Tabela 12 do Caderno de Boas Práticas IBP, que dita as Diretrizes Para Monitoramento de Poços em Abandono Temporário, o prazo previsto de monitoramento é de 36 meses. Assim sendo, confirma-se a necessidade de uma única campanha de monitoramento antes do abandono permanente, a ser realizada em 2023. Essa premissa naturalmente poderá ser alterada, caso as condições de risco dos poços se modifiquem.

Preventivamente, a Petrobras incluiu os poços de Piranema na proposta de Termo de Compromisso para Abandono de Poços de Completação Molhada, a fim de garantir a gestão integrada dos recursos dedicados a abandono.

O abandono de poços com risco relativamente baixo, cenário onde se encaixa a segunda campanha de abandono de Piranema, serão realizados após outros de maior prioridade sob o ponto de vista de risco, conforme Tabela de Critério de Risco dos Poços.

A eventual perda de capacidade de monitoramento, mudança na disponibilidade de CSB's dos poços, não execução da campanha de monitoramento ou do abandono permanente dos poços podem promover alteração nos cronogramas propostos dentro da governança no referido Termo de Compromisso.

A tabela a seguir apresenta o grau de criticidade dos poços interligados ao FPSO, segundo o critério elaborado pelo IBP.

Poço interligado ao FPSO Piranema	Poço	Critério do Risco IBP
Sim	8-PRM-2D-SES	16,5
Sim	8-PRM-3-SES	16,5
Sim	6-PRM-4D-SES	23,1
Sim	7-PRM-5-SES	27,6
Sim	8-PRM-7D-SES	16,5
Sim	7-PRM-9-SES	19,5
Sim	3-PRM-12-SES	9,7
Sim	7-PRM-13-SES	16,5
Sim	4-SES-149A	9,7
Não	3-SES-154	57,0
Não	8-PRM-8-SES	34,1