

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS

PLANO DE DESATIVAÇÃO DE INSTALAÇÕES

P-35 FPSO

CAMPO DE MARLIM - BACIA DE CAMPOS

Contrato ANP: ANP-001/2024-PDI-P35

Tipo de PDI: Executivo

Localização: Bacia de Campos, Bloco BC-100

Profundidade: 1.360 metros

Data de Submissão: 15/06/2024

Rio de Janeiro

2024

PLANO DE DESATIVAÇÃO DE INSTALAÇÕES P-35 FPSO

Plano de Desativação de Instalações apresentado à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), em conformidade com a Resolução ANP 817/2020, referente ao FPSO P-35 localizado no Campo de Marlim, Bacia de Campos.

Operador: Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS

CNPJ: 33.000.167/0001-01

Responsável Técnico: Eng. José Carlos Silva

CREA-RJ: 2024/D-12345

ART: 2024-001245-BR

1. SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente Plano de Desativação de Instalações (PDI) refere-se ao **FPSO P-35**, instalado em 1998 no Campo de Marlim, Bacia de Campos. Após 26 anos de operação, a unidade atingiu o fim de sua vida útil econômica, com produção reduzida a 21% da capacidade original (38.500 bpd de 180.000 bpd) e custos crescentes de manutenção.

Custo Total: USD 285 milhões (líquido, após receita de sucata)

Prazo: 48 meses

Técnica Selecionada: Remoção Total

Probabilidade de Aprovação ANP: 95% (Machine Learning)

VPL (30 anos, taxa 8%): +USD 28 milhões

A alternativa de **Remoção Total** foi selecionada com base em análise multicritério (86,4/100 pontos), conformidade regulatória (ANP 817/2020 e OSPAR Decision 98/3) e viabilidade econômica comprovada (VPL positivo).

2. INTRODUÇÃO

2.1 Contexto

O FPSO P-35 foi instalado em 1998 como parte do desenvolvimento do Campo de Marlim, um dos maiores campos offshore do Brasil. A unidade é uma conversão do navio petroleiro Suezmax "Japan Violet", com capacidade nominal de processamento de 180.000 barris de óleo por dia e armazenamento de 1,6 milhões de barris.

2.2 Motivação da Desativação

A decisão de desativar o P-35 baseia-se em: (1) Fim da vida útil econômica - produção declinou 79% desde o pico em 2005; (2) Custos crescentes - manutenção corretiva superior a USD 45M nos últimos 2 anos; (3) Integridade estrutural - casco com 67% de vida útil consumida; (4) Conformidade regulatória - alinhamento com ANP 817/2020; (5) Estratégia corporativa - foco em campos de alta produtividade.

2.3 Metodologia

Este PDI foi elaborado conforme Resolução ANP 817/2020, OSPAR Decision 98/3, ISO 30000 (Ship Recycling) e boas práticas internacionais. Foram aplicados modelos de Machine Learning para predição de custos ($R^2=0.808$, precisão $\pm 22.7\%$), duração ($R^2=0.896$, precisão ± 1.8 meses) e aprovação ANP (acurácia 83%).

3. DADOS GERAIS DO PROJETO

3.1 Identificação do Operador

Razão Social: Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS

CNPJ: 33.000.167/0001-01

Endereço: Av. República do Chile, 65 - Centro, Rio de Janeiro - RJ

Telefone: +55 (21) 3224-1510

E-mail: descomissionamento@petrobras.com.br

3.2 Localização das Instalações

Bacia Sedimentar: Bacia de Campos

Bloco: BC-100

Campo: Campo de Marlim

Latitude: -22.7500

Longitude: -40.2500

Profundidade da lâmina d'água: 1.360 metros

Distância da costa: 120 km

3.3 Descrição da Instalação

| Característica | Valor |
|-----------------------------|---|
| Tipo | FPSO (Floating Production Storage Offloading) |
| Ano de Instalação | 1998 |
| Casco Original | Navio Suezmax "Japan Violet" (1977) |
| Comprimento | 285 metros |
| Largura | 63 metros |
| Calado | 22 metros |
| Deslocamento | 310.000 toneladas |
| Capacidade de Processamento | 180.000 bpd (óleo) |
| Capacidade de Armazenamento | 1.600.000 barris |
| Sistema de Ancoragem | Spread Mooring (12 linhas) |

4. INVENTÁRIO DE INSTALAÇÕES

4.1 Poços

Total de Poços: 10 unidades

Poços Ativos (8 unidades):

| Poço | Tipo | Vazão (bpd) | BSW (%) |
|--------|----------|-------------|---------|
| MRL-1 | Produtor | 4200 | 78 |
| MRL-2 | Produtor | 3800 | 82 |
| MRL-3 | Produtor | 3500 | 85 |
| MRL-4 | Produtor | 2900 | 88 |
| MRL-5H | Produtor | 5100 | 72 |
| MRL-6H | Produtor | 4600 | 75 |

Produção Total Atual: 38.500 bpd (21% da capacidade nominal)

4.2 Linhas de Produção

Risers Flexíveis: 8 unidades (6 produção + 2 injeção), diâmetro 8", comprimento total 13.600 metros

Flowlines Rígidos: 4 unidades, diâmetro 12", comprimento total 8.200 metros

Umbilicais: 3 unidades, diâmetro 6", comprimento total 5.100 metros

Comprimento Total de Linhas: 26.900 metros (~27 km)

4.3 Equipamentos Submarinos

Manifolds Submarinos: 2 unidades, 85 ton cada, total 170 toneladas

Árvores de Natal Molhadas (ANM): 10 unidades, 45 ton cada, total 450 toneladas

Sistema de Ancoragem: 12 linhas de ancoragem + 12 âncoras STEVPRIS (~200 ton cada), peso total 2.400 toneladas

5. ALTERNATIVAS DE DESATIVAÇÃO

5.1 Alternativa 1: Remoção Total

Descrição: Desconexão completa do FPSO, remoção de todas as linhas, risers, manifolds e ANMs. Plugueamento e abandono de 10 poços conforme ANP 46. Remoção das 12 linhas de ancoragem e âncoras.

Vantagens: Restauração completa do leito marinho. Eliminação total de riscos ambientais. Conformidade máxima com regulamentações internacionais.

Desvantagens: Custo elevado (USD 285M). Prazo extenso (48 meses). Complexidade operacional alta.

Custo Estimado: USD 285.0 milhões

Prazo: 48 meses

5.2 Alternativa 2: Remoção Parcial

Descrição: Remoção do FPSO e equipamentos acima do leito marinho. Manutenção de estruturas submarinas com mais de 3m de profundidade (manifolds enterrados). Plugueamento de poços.

Vantagens: Custo 35% menor (USD 185M). Prazo reduzido (36 meses). Menor mobilização de recursos.

Desvantagens: Estruturas remanescentes no leito marinho. Requer monitoramento contínuo. Potencial impacto em navegação.

Custo Estimado: USD 185.0 milhões

Prazo: 36 meses

5.3 Alternativa 3: Conversão para Recife Artificial

Descrição: Limpeza e preparação do FPSO para afundamento controlado. Criação de recife artificial para desenvolvimento de fauna marinha. Manutenção de estruturas submarinas como habitat.

Vantagens: Custo significativamente menor (USD 95M). Benefício ambiental

(biodiversidade). Prazo curto (18 meses).

Desvantagens: Não aprovado pela ANP 817/2020. Requer estudos ambientais extensivos. Incerteza regulatória. Responsabilidade perpétua.

Custo Estimado: USD 95.0 milhões

Prazo: 18 meses

Observação: NÃO RECOMENDADA - Não conforme com ANP 817/2020

6. ANÁLISE COMPARATIVA - AVALIAÇÃO MULTICRITÉRIO

As alternativas foram avaliadas segundo 5 critérios obrigatórios da ANP 817/2020, com pesos definidos conforme impacto no projeto: Ambiental (25%), Social (15%), Técnico (20%), Segurança (25%) e Econômico (15%).

| Critério | Peso | Remoção Total | Remoção Parcial | Recife Artificial |
|------------------------|-------------|---------------|-----------------|-------------------|
| Ambiental | 25% | 95 | 70 | 60 |
| Social | 15% | 85 | 75 | 65 |
| Técnico | 20% | 82 | 85 | 50 |
| Segurança | 25% | 98 | 75 | 60 |
| Econômico | 15% | 72 | 85 | 90 |
| Pontuação Final | 100% | 86,4 | 76,5 | 64,0 |
| Classificação | - | 1º | 2º | 3º |

DECISÃO: A alternativa de **Remoção Total** foi selecionada com pontuação de 86,4/100, superando as demais alternativas em critérios críticos (Ambiental e Segurança). A Petrobras selecionou a alternativa de REMOÇÃO TOTAL com base nos seguintes critérios: **1. CONFORMIDADE REGULATÓRIA:** - 100% conforme ANP 817/2020 - Alinhamento com práticas internacionais (OSPAR Decision 98/3) - Eliminação de passivos ambientais futuros **2. ANÁLISE MULTICRITÉRIO:** - Ambianta...

7. CRONOGRAMA E DURAÇÃO

O projeto foi dividido em 8 fases principais, com duração total de 48 meses (4 anos). A predição de Machine Learning confirmou este prazo com intervalo de confiança de 46-50 meses (95%).

| Fase | Início | Duração | Investimento (USD) |
|---------------------------------|--------|----------|--------------------|
| Preparação e Mobilização | Mês 0 | 6 meses | - |
| P&A de Poços | Mês 6 | 14 meses | - |
| Desconexão de Linhas | Mês 20 | 8 meses | - |
| Remoção Equipamentos Submarinos | Mês 28 | 6 meses | - |
| Remoção Sistema de Ancoragem | Mês 34 | 8 meses | - |
| Reboque do FPSO | Mês 42 | 2 meses | - |
| Desmantelamento | Mês 44 | 4 meses | - |
| Encerramento | Mês 48 | 1 meses | - |

Predição Machine Learning (Random Forest):

Duração Prevista: 48 meses

Intervalo de Confiança (95%): 46-50 meses

Precisão do Modelo: ±1.8 meses (R²=0.896)

Comparação: 70% mais preciso que cálculo paramétrico (±6 meses)

8. ESTIMATIVA DE CUSTOS

A estimativa de custos foi elaborada com base em benchmarks internacionais, cotações de fornecedores e experiência da Petrobras em 12 desativações anteriores. O Machine Learning validou a estimativa com precisão de $\pm 22.7\%$.

| Fase | Investimento (USD) |
|------------------------------------|--------------------|
| Preparação e Mobilização | 28.0M |
| P&A de Poços | 93.7M |
| Remoção de Linhas e Risers | 79.7M |
| Remoção de Equipamentos Submarinos | 52.5M |
| Remoção de Ancoragem | 48.4M |
| Reboque do FPSO | 9.8M |
| Desmantelamento | 32.5M |
| Gestão do Projeto | 66.5M |

RESUMO FINANCEIRO:

Custo Bruto Total: USD 411.1 milhões

(-) Receita com Sucata: USD 129.5 milhões

Custo Líquido: USD 281.6 milhões

Predição Machine Learning (Random Forest):

Custo Previsto ML: USD 285.0 milhões (líquido)

Intervalo de Confiança (95%): USD 220M - USD 350M

Precisão do Modelo: $\pm 22.7\%$ ($R^2=0.808$)

Comparação: 43% mais preciso que cálculo paramétrico ($\pm 40\%$)

9. ANÁLISE ECONÔMICA - VPL

A análise de Valor Presente Líquido (VPL) foi realizada considerando horizonte de 30 anos e taxa de desconto de 8% ao ano. O fluxo de caixa inclui investimentos, receita de sucata e custos evitados (monitoramento, passivos ambientais).

Resultado da Análise:

VPL (30 anos): +USD 28,0 milhões

TIR: 12,3%

Payback: 8,2 anos

Conclusão: A Remoção Total apresenta viabilidade econômica comprovada, com VPL positivo e TIR superior à taxa mínima de atratividade (TMA) da Petrobras (10%).

10. ANÁLISE DE RISCOS

A análise de riscos identificou 8 riscos principais, classificados por probabilidade e impacto. Para cada risco, foram definidas medidas mitigadoras e contingências.

| Risco | Prob. | Impacto | Nível |
|---|-------|---------|-------|
| Condições Meteorológicas Adversas... | Alta | Médio | ■ |
| Falha no Sistema de Ancoragem durante Re... | Média | Alto | ■ |
| Vazamento durante Desmantelamento... | Baixa | Alto | ■ |
| Atraso no P&A de Poços... | Média | Alto | ■ |
| Indisponibilidade de Embarcações... | Média | Médio | ■ |

Contingências Previstas:

Contingência Financeira: USD 42,5 milhões (10% do custo)

Contingência de Prazo: +6 meses buffer (total: 54 meses worst case)

Seguros Contratados: USD 300M (Responsabilidade Civil + Poluição + Cascos)

11. LICENÇAS AMBIENTAIS

Licença Prévia (LP):

Número: LP-IBAMA-001245/2024

Emissão: 2024-03-15

Validade: 2026-03-15

Condicionantes: Apresentação de Projeto Executivo detalhado e RCA (Relatório de Controle Ambiental)

Licença de Instalação (LI):

Número: LI-IBAMA-002156/2024

Emissão: 2024-08-22

Validade: 2028-08-22

Condicionantes: Monitoramento bimestral durante execução. Relatórios trimestrais ao IBAMA.

Autorizações Complementares:

- Autorização ANTAQ para reboque (ANTAQ-RBQ-445/2024)
- Autorização Marinha do Brasil (DHN-2024-0892)
- Licença INEA-RJ para operações na base de Macaé

12. GESTÃO DE RESÍDUOS

Total de Materiais a Serem Gerenciados: 323.000 toneladas

Classe I (Perigosos) - 2.500 toneladas:

Óleos e graxas contaminadas, baterias, resíduos eletrônicos, tintas, solventes, materiais com amianto.

Destinação: Incineração (75%) + Coprocessamento (25%)

Empresas: Veolia, HAZTEC

Classe II (Não Perigosos) - 7.500 toneladas:

Resíduos metálicos não contaminados, plásticos, borrachas, madeira, papel.

Destinação: Reciclagem (80%) + Aterro Industrial (20%)

Materiais Recicláveis/Revendáveis:

- Aço estrutural: 270.000 ton (83,5% do total)
- Equipamentos revendidos: 35.000 ton (10,8%)
- Materiais diversos recicláveis: 8.000 ton (2,5%)

Taxa de Reciclagem Total: 85%

Parceiros de Reciclagem: Gerdau (aço estrutural), ArcelorMittal (chapas e perfis), Metso (equipamentos industriais), Veolia (resíduos perigosos), HAZTEC (descontaminação).

13. RESPONSABILIDADE TÉCNICA

Gerente de Projeto:

Eng. José Carlos Silva

CREA-RJ: 2024/D-12345

Especialização: Engenharia de Petróleo

Experiência: 18 anos, 6 desativações offshore

Anotação de Responsabilidade Técnica (ART):

Número: 2024-001245-BR

Data: 15/06/2024

Valor do Projeto: USD 285.000.000

Validade: Até conclusão do projeto

Equipe Técnica:

- Coordenador Técnico: Eng. Maria Fernanda Santos (CREA-SP 2022/D-67890)
- Coordenador de Meio Ambiente: Biólogo Dr. Paulo Henrique Costa (CRBio 05/12345-D)
- Coordenador de Segurança: Eng. Roberto Alves (CREA-RJ 2020/D-23456, CBSP, CRSP)

14. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O presente Plano de Desativação de Instalações demonstra que a alternativa de **Remoção Total** do FPSO P-35 é técnica, econômica e ambientalmente viável.

Principais Conclusões:

1. Viabilidade Técnica: Comprovada. A tecnologia é madura e disponível. A Petrobras possui experiência em 12 desativações similares. Todos os recursos necessários (embarcações, equipes, estaleiro) estão disponíveis no mercado brasileiro.

2. Conformidade Regulatória: 100% conforme ANP 817/2020, OSPAR Decision 98/3, ISO 30000 e demais normas aplicáveis. Licenças ambientais (LP e LI) obtidas junto ao IBAMA com validade adequada ao cronograma.

3. Viabilidade Econômica: VPL positivo de +USD 28M (30 anos, taxa 8%), TIR de 12,3% (superior à TMA de 10%) e payback de 8,2 anos. Receita de sucata de USD 129,5M contribui significativamente para viabilidade.

4. Sustentabilidade Ambiental: Eliminação de 100% dos riscos ambientais futuros, restauração completa do leito marinho e taxa de reciclagem de 85%. Conformidade com princípios ESG da Petrobras.

5. Predição Machine Learning: Probabilidade de aprovação ANP de 95% (modelo com 83% de acurácia). Custo previsto de USD 285M e duração de 48 meses validados por ML com alta confiança (91%).

Recomendações:

1. Aprovação do PDI pela ANP para início das operações em Janeiro/2025
2. Conclusão prevista para Dezembro/2028 (48 meses)
3. Monitoramento através de relatórios trimestrais para ANP e IBAMA
4. Manutenção de contingência financeira de 10% e temporal de +6 meses

15. DECLARAÇÃO DE CONFORMIDADE

A **Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS**, inscrita no CNPJ sob nº 33.000.167/0001-01, declara que o presente Plano de Desativação de Instalações foi elaborado em conformidade com a Resolução ANP nº 817/2020 e demais normas técnicas aplicáveis.

A operadora assume integral responsabilidade pela execução do projeto, comprometendo-se a:

- Cumprir integralmente o cronograma de 48 meses e o orçamento de USD 285 milhões;
- Atender a todas as condicionantes ambientais estabelecidas pelo IBAMA;
- Manter comunicação transparente e contínua com ANP, IBAMA e demais stakeholders;
- Garantir meta zero acidentes e zero dano ambiental durante toda a execução;
- Apresentar relatórios trimestrais de acompanhamento às autoridades competentes;
- Manter seguros de responsabilidade civil no valor mínimo de USD 150 milhões.

A Petrobras reitera seu compromisso com a sustentabilidade, segurança operacional e conformidade regulatória, conforme demonstrado em suas 12 desativações anteriores realizadas com sucesso.

Eng. José Carlos Silva

Gerente de Projeto

CREA-RJ: 2024/D-12345

ART: 2024-001245-BR

Rio de Janeiro, 15 de junho de 2024

16. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Resolução ANP nº 817/2020**. Brasília: ANP, 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Resolução ANP nº 46/2016 - Plugueamento e Abandono de Poços**. Brasília: ANP, 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 14724: Informação e documentação - Trabalhos acadêmicos**. Rio de Janeiro: ABNT, 2011.

INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION. **Hong Kong International Convention for the Safe and Environmentally Sound Recycling of Ships**. London: IMO, 2009.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. **ISO 30000: Ships and marine technology - Ship recycling management systems**. Geneva: ISO, 2009.

OSPAR COMMISSION. **OSPAR Decision 98/3 on the Disposal of Disused Offshore Installations**. London: OSPAR, 1998.

PETROBRAS. **Manual de Descomissionamento de Instalações Offshore**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2023.

WOOD MACKENZIE. **Global Offshore Decommissioning Market Report 2024**. Edinburgh: Wood Mackenzie, 2024.

RYSTAD ENERGY. **Brazil Decommissioning Outlook 2024-2030**. Oslo: Rystad Energy, 2024.

INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. **Instrução Normativa IBAMA nº 10/2013 - Licenciamento Ambiental**. Brasília: IBAMA, 2013.

ANEXOS

ANEXO I - Licenças Ambientais (LP e LI do IBAMA)

ANEXO II - Certificações (ABS, ISO 30000, ISO 14001, ISO 45001)

ANEXO III - Cronograma Gantt Detalhado

ANEXO IV - Matriz de Risco Completa

ANEXO V - Mapas e Diagramas (Localização, Batimetria, Layout do FPSO, Diagrama Unifilar)

ANEXO VI - Especificações Técnicas Completas (Datasheet FPSO, Poços, Linhas, Equipamentos)

ANEXO VII - Anotações de Responsabilidade Técnica (ART Principal e Complementares)

ANEXO VIII - Plano de Emergência Individual (PEI)

ANEXO IX - Contratos com Fornecedores de Embarcações

ANEXO X - Certificação do Estaleiro de Desmantelamento (Jurong Aracruz)

ANEXO XI - Análise de Viabilidade Econômica Detalhada (Fluxo de Caixa 30 anos)

ANEXO XII - Estudos Ambientais Complementares (RCA - Relatório de Controle Ambiental)

Nota: Os anexos completos estão disponíveis em meio digital e podem ser acessados mediante solicitação formal à Petrobras ou à ANP.

FIM DO RELATÓRIO

Plano de Desativação de Instalações

P-35 FPSO - Campo de Marlim

Bacia de Campos

Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS

CNPJ: 33.000.167/0001-01

Documento gerado em: 09/10/2025

Sistema: PDIDESCOM v2.1 - Machine Learning Integrated

Formato: ABNT NBR 14724:2011

Total de páginas: Aproximadamente 50

Classificação: Uso Interno - Submissão ANP