

# UNIDADE DE OPERAÇÕES DA BACIA DE CAMPOS

## PROJETO DE DESCOMISSIONAMENTO DA UNIDADE ESTACIONÁRIA DE PRODUÇÃO P-12, CAMPOS DE LINGUADO, BADEJO TRILHA E BICUDO, BACIA DE CAMPOS.

Processo IBAMA nº 02022.008099/02



E&P



**PETROBRAS**

# **Projeto de Descomissionamento da Unidade Estacionária de Produção P-12 nos Campos de Linguado, Badejo , Trilha e Bicudo Bacia de Campos**

**Processo nº 02022.008099/02**

**Bacia de Campos**

**Mai de 2015**

## ÍNDICE

<i>I - PROJETO DE DESCOMISSIONAMENTO</i> .....	4
<i>I.1 - JUSTIFICATIVA</i> .....	6
<i>I.2 - OBJETIVOS</i> .....	8
<i>I.2.1 - Objetivo Geral</i> .....	8
<i>I.2.2 - Objetivos Específicos</i> .....	8
<i>I.3 – METAS</i> .....	9
<i>I.4 - INDICADORES DE IMPLEMENTAÇÃO DE METAS</i> .....	11
<i>I.5 - PÚBLICO ALVO</i> .....	11
<i>I.6 - DETALHAMENTO DAS FASES</i> .....	12
<i>I.6.1 – Fase 1 – Inspeção do casco, risers e amarras na Unidade</i> .....	12
<i>I.6.1.1 Inspeção no Casco da unidade</i> .....	12
<i>I.6.1.2 Inspeção nos Risers e Amarras de Topo</i> .....	12
<i>I.6.2 – Fase 2 - Parada de produção da plataforma</i> .....	13
<i>I.6.3 – Fase 3 - Limpeza dos dutos de coleta</i> .....	13
<i>I.6.4 – Fase 4 - Fechamento e/ou abandono dos poços produtores e injetores</i> .....	15
<i>I.6.5 – Fase 5 - Desconexão das linhas nos poços e nos manifolds</i> .....	18
<i>I.6.6 – Fase 6 - Descomissionamento da planta de processamento da plataforma</i> .....	18
<i>I.6.7 – Fase 7 - Limpeza dos dutos de exportação</i> .....	19
<i>I.6.8 – Fase 8 - Desconexão (pull out) dos risers de coleta e exportação da P-12</i> .....	21
<i>I.6.9 – Fase 9 - Remoção e transporte dos produtos químicos da plataforma P-12</i> .....	24
<i>I.6.10 – Fase 10 - Desconexão do sistema de ancoragem</i> .....	24
<i>I.6.11 – Fase 11 - Alienação da UEP P-12</i> .....	25
<i>I.6.12 – Fase 12 - Destinação dos dutos flexíveis, dutos rígidos e equipamentos submarinos</i> .....	26
<i>I-7 - PROJETO DE MONITORAMENTO PÓS- DESCOMISSIONAMENTO (PMPD) DA P-12</i>	27
<i>II.0 - CRONOGRAMA FÍSICO DO PROJETO</i> .....	28
<i>III.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</i> .....	28
<i>IV.0 - RESPONSABILIDADE INSTITUCIONAL</i> .....	28

## **I - PROJETO DE DESCOMISSIONAMENTO**

Esse documento estabelece diretrizes e critérios que serão implementados para possibilitar o descomissionamento da unidade estacionária de produção UEP P-12, com vista à proteção e à manutenção da qualidade ambiental da região.

A plataforma P-12 é uma unidade semi-submersível e iniciou sua operação em 1983 no campo de Badejo, com atuação também nos campos de Linguado e Trilha, todos situados na Bacia de Campos. Localizada a 100 km da costa, em Lâmina d'água de 100m, a unidade possui atualmente 03 poços injetores / produtores de gás (pertencentes ao Sistema de Injeção para Armazenamento de Gás Natural). Todos eles são equipados com Árvore de Natal Molhada. Existem ainda 03 *Manifolds* Submarinos de Produção (MSP-BD-1, MSP-LI-1 e MSP-LI-2) e 01 *Manifold* Submarino de Gás Lift (MSGL).

O sistema de ancoragem da plataforma é baseado no posicionamento com linhas fixas. Composto de 08 oito linhas de ancoragem com comprimento médio de 750m, de cabos de aço e amarras (capacidade individual de 470t); 08 guinchos para âncoras, com tambor simples acionado por um motor elétrico com controle remoto local e capacidade de 160 t além de 08 âncoras com capacidade mínima de 250 t cada.

Na produção, o gás proveniente dos três poços produtores / injetores (utilizados para produzir ou armazenar gás de acordo com a demanda de mercado) passa por um vaso vertical onde ocorre a separação da parte líquida, direcionada para a planta de óleo e a parte gasosa, direcionada para a sucção no turbo compressor, onde é comprimida e enviada para o gasoduto de P- 12 - Terminal de Cabiúnas.

Atualmente opera sob demanda o TC-C. Quando existe sobra de gás na malha este, é injetado através de 3 poços a fim de estoca-lo evitando a queima e quando a demanda é maior este gás é produzido.

No Anexo I.1 apresentamos o unifilar atual da Unidade Estacionária de Produção (UEP) P-12.

O projeto de sua desativação, aqui apresentado, consiste de:

- a. Procedimento para parada da planta de processamento da unidade;
- b. Procedimento de Fechamento e/ou abandono definitivo dos poços produtores e injetores, levando-se em conta a Portaria nº ANP 25/02.
- c. Limpeza e/ou inertização, desconexão e destinação dos equipamentos submarinos, dutos de coleta e exportação de hidrocarbonetos que compõem o sistema submarino de produção.
- d. Despressurização, limpeza e hibernação da planta de processamento de óleo e gás.
- e. Desancoragem e destinação da plataforma.
- f. Recolhimento e/ou abandono dos dutos e equipamentos submarinos após avaliação ambiental e estrutural dos mesmos a partir de análises de imagens e vídeos sujeitos a aprovação do relatório de descomissionamento por parte do IBAMA.

## **I.1 - JUSTIFICATIVA**

O descomissionamento de uma unidade estacionária de produção constitui-se de uma operação complexa envolvendo aspectos de segurança, ambientais, legais, sociais, técnicos e econômicos, representando um desafio, sob quaisquer circunstâncias, em termos de planejamento e execução do trabalho.

A gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS) da Petrobras é uma política corporativa que consolida as melhores práticas, representando assim uma ferramenta para o aprimoramento contínuo dos processos. Neste contexto, o descomissionamento da plataforma P-12 estará fundamentado nas diretrizes de SMS, dentre as quais são citadas:

- a. Conformidade legal: as atividades da empresa devem estar em conformidade com a legislação vigente nas áreas de segurança, meio ambiente e saúde;
- b. 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;
- c. 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;
- d. Gestão de mudanças: mudanças, temporárias ou permanentes, devem ser avaliadas visando à eliminação e/ou minimização de riscos decorrentes de sua implantação;
- e. Contingência: as situações de emergência devem estar previstas e serem enfrentadas com rapidez e eficácia visando à máxima redução de seus efeitos;
- f. Relacionamento com a comunidade: 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;
- g. 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 o seu avanço nessas áreas.

Os projetos de produção de petróleo preveem, o descomissionamento das instalações ou o reaproveitamento das mesmas em novos projetos ao término de sua vida produtiva. Desta forma, os estudos de descomissionamento devem considerar alternativas de remoção ou abandono, total ou parcial, definitivo ou temporário, para as instalações existentes, tanto de superfície como submarinas, de maneira a atender à legislação ambiental e aos interesses da comunidade, observando ainda os aspectos relacionados à segurança e saúde.

O documento aqui apresentado constitui o Projeto de Descomissionamento da Plataforma P-12, com foco nos aspectos ambientais aplicáveis a esta unidade marítima. O projeto considera as particularidades construtivas da unidade, as tecnologias disponíveis e a legislação pertinente ao assunto. Serão seguidas as orientações constantes nesse documento, bem como nos projetos detalhados de engenharia necessários à execução técnica. Ressalta-se que as premissas do descomissionamento estão baseadas nos princípios de prevenção dos riscos e efeitos potenciais sobre o meio ambiente, na reutilização ou reciclagem das instalações e equipamentos e na disposição final adequada dos materiais inservíveis e resíduos.

No Anexo I.1-1 deste documento é apresentada a Análise de Riscos Ambientais envolvidos na atividade de descomissionamento da P-12 e as respectivas alternativas para gerenciamento dos mesmos, bem como a Avaliação dos Impactos Ambientais identificados para esta atividade e as medidas mitigadoras a serem adotadas (Anexo I.1-2).

## **I.2 - OBJETIVOS**

### **I.2.1 - Objetivo Geral**

Evitar riscos de poluição ao meio ambiente e minimizar impactos decorrentes da operação de descomissionamento da P-12, destinando adequadamente as estruturas, equipamentos, tubulações, efluentes, resíduos, produtos químicos e materiais provenientes do descomissionamento da plataforma.

### **I.2.2 - Objetivos Específicos**

O projeto apresentado trata de atividades de descomissionamento da UEP P-12 cuja parada de produção ocorreu no dia 03 de Fevereiro de 2015.

O descomissionamento da P-12 foi iniciado após o fechamento dos poços produtores de óleo e injetores de água, com conseqüente parada de produção e de operação das instalações submarinas, da planta e dos equipamentos de processamento de óleo e gás instalados na plataforma. Permanecem operando de forma ocasional (quando houver sobra ou falta de gás no mercado) o Turbo Compressor – TC de reinjeção e produção de gás da malha (PQZ) e os equipamentos essenciais à realização da operação de descomissionamento e os de garantia da segurança da unidade flutuante.

O projeto é constituído das seguintes fases:

- ✓ Fase 1: Inspeção do casco, *risers* e amarras na unidade;
- ✓ Fase 2: Parada de produção da plataforma;
- ✓ Fase 3: Limpeza dos dutos de coleta;
- ✓ Fase 4: Desconexão dos poços;
- ✓ Fase 5: Fechamento e/ou abandono definitivo dos poços produtores e injetores;
- ✓ Fase 6: Descomissionamento da planta de processamento da plataforma;
- ✓ Fase 7: Limpeza dos dutos de exportação;
- ✓ Fase 8: Desconexão (*pull out*) dos *risers* de coleta e de exportação da P-12;
- ✓ Fase 9: Remoção e transporte dos produtos químicos da plataforma P-12;
- ✓ Fase 10: Desconexão do sistema de ancoragem;



- ✓ Fase 11: Alienação da UEP P-12;
- ✓ Fase 12: Destinação dos dutos flexíveis, dutos rígidos e equipamentos submarinos;

### **1.3 – METAS**

Visando o atendimento dos objetivos específicos propostos acima, foram definidas as seguintes metas para o descomissionamento da UEP P-12.

- ✓ **Inspeção do casco, risers e amarras na Unidade**

Realizar inspeção amostral do casco, *risers* e amarras de topo para verificação de ocorrência de colônias de coral sol (*Turbastraea* sp) aderidas à superfície destas estruturas.

- ✓ **Parada de produção:**

Parar a planta de processamento de óleo e gás de modo que permaneçam operando apenas os equipamentos essenciais à realização da operação de descomissionamento bem como à garantia da segurança da unidade flutuante.

- ✓ **Lavagem de poços, equipamentos submarinos e das linhas:**

Proceder à limpeza das linhas e instalações submarinas do sistema de coleta de hidrocarbonetos da unidade, através da circulação da água do mar por estas tubulações e equipamentos até o TOG máximo de 15 ppm.

- ✓ **Desconexão do sistema de coleta, de exportação e de equipamentos submarinos:**

Desconectar todas as linhas, *risers* dos sistemas de coleta dos *manifolds* e de exportação (previamente lavadas na Fase 3) da UEP P-12, através de atividades realizadas com o apoio de embarcações. As linhas, preenchidas com água do mar, permanecerão abertas e posicionadas temporariamente no leito marinho.

- ✓ **Fechamento e/ou abandono dos poços de produção:**

Proceder o fechamento e/ou abandono definitivo dos poços. O fechamento dos poços consistirá na atuação das válvulas DHSV e válvulas das ANM. O abandono será executado conforme a Portaria ANP nº 25/02 (aprova o regulamento de abandono de poços perfurados com vistas à exploração ou produção de petróleo e/ou gás).

✓ **Despressurização, drenagem, lavagem, inertização e limpeza das linhas e equipamentos de superfície (topside):**

Proceder à despressurização de todas as linhas e equipamentos da planta de processamento de óleo e gás, através do alinhamento dos gases de hidrocarbonetos (petróleo) para o flare da unidade (onde será realizada a queima dos mesmos);

Realizar a coleta, para o sistema de drenagem fechada da unidade, dos líquidos (petróleo, condensado de hidrocarbonetos e água de produção) presentes em todas as linhas e equipamentos da planta de processamento de óleo, visando o esgotamento dos mesmos do interior destas tubulações e equipamentos;

Proceder à lavagem todas as linhas e equipamentos da planta de processamento de óleo e gás, encaminhando os efluentes oleosos para o sistema de drenagem fechada da unidade. A lavagem visa à remoção dos hidrocarbonetos aderidos às paredes destas tubulações e equipamentos;

Inertizar todas as linhas e equipamentos da planta de processamento de óleo e gás, para fins de remoção dos gases residuais de hidrocarbonetos (petróleo) do interior destas tubulações e equipamentos, além da purga dos mesmos para o *flare* da unidade, onde será realizada a queima dos mesmos;

Realizar a limpeza de todos os equipamentos da planta de processamento de óleo e gás, dispondo adequadamente os resíduos oleosos removidos destas tubulações e equipamentos.

✓ **Retirada de produtos químicos:**

Retirar todos os produtos químicos estocados na P-12 que são utilizados nos equipamentos de processamento de óleo e gás, tais como, antiespumante, antincrustante, biocida, inibidores de corrosão, lubrificantes e desmulsificante.

Os produtos serão transportados em barcos, acondicionados em tambores, bombonas e/ou tanques hermeticamente fechados, identificados e encaminhados para o Porto de Imbetiba (Macaé – RJ), onde serão destinados ao estoque de produtos químicos para posterior reutilização em outra plataforma.

✓ **Desconexão do sistema de ancoragem**

Desconectar e recolher todos os cabos e amarras de topo, abandono das amarras de fundo e âncoras.

✓ **Alienação da plataforma:**

Alienar a unidade de P-12 e entregar à nova proprietária na locação atual. A unidade deverá ser entregue com sua planta e equipamentos de processamento de óleo e gás, utilidades de sistemas e de utilidades elétricas instalados em sua superfície. A partir do momento de entrega, a destinação e estado de conservação da unidade será responsabilidade da nova proprietária.

✓ **Destinação das linhas e equipamentos submarinos:**

Realizar estudo de avaliação ambiental e de integridade das linhas e equipamentos submarinos que serão abandonados temporariamente, o qual será protocolado no IBAMA para análise.

#### ***1.4 - INDICADORES DE IMPLEMENTAÇÃO DE METAS***

Visando a avaliação do cumprimento das metas, são propostos os indicadores abaixo:

- ✓ Percentual de linhas e instalações submarinas lavadas;
- ✓ Percentual de fechamento e abandono definitivo dos poços;
- ✓ Percentual de equipamentos lavados (da planta de processamento de óleo e gás);
- ✓ Percentual de retirada dos produtos químicos;
- ✓ Percentual de amarras (de topo e cabos de aço de ancoragem) recolhidos;

O atendimento às metas propostas para o projeto deverá constar no relatório final do projeto de desativação, o qual apontará o índice de sucesso da aplicação dos procedimentos previstos nas Portarias da ANP e das normas internas Petrobras, principalmente confrontando-os com os prazos estabelecidos para seu cumprimento.

#### ***1.5 - PÚBLICO ALVO***

O público-alvo do projeto de descomissionamento compreende:

- ✓ A força de trabalho da PETROBRAS, incluindo empregados próprios e contratados, e de empresas contratadas envolvidas com o planejamento e a execução da operação de desativação;

- ✓ O órgão ambiental e a Agência Reguladora, ANP, responsáveis pela regulação e fiscalização das atividades de produção de petróleo;
- ✓ A Autoridade Marítima responsável pela fiscalização das condições de segurança e salvatagem das plataformas;
- ✓ As comunidades da área de influência da plataforma P-12.

## **I.6 - DETALHAMENTO DAS FASES**

A seguir apresentaremos um detalhamento de cada fase para a operação de descomissionamento da UEP de P-12.

### **I.6.1 – Fase 1 – Inspeção do casco, risers e amarras na Unidade**

#### **I.6.1.1 Inspeção no Casco da unidade**

Foi realizada inspeção do casco de P-12, no período de 01/11/2013 à 19/11/2013 para verificar a presença ou não de incrustação de coral sol (gênero *Tubastraea*), tendo sido constatada, nesta inspeção, sua presença. O coral sol possui um grau de colonização desenvolvido em várias partes de sua estrutura submersa.

A Petrobras informa que a ocorrência de incrustações de coral sol na unidade será informada às licitantes no processo de alienação, sendo que o manejo do mesmo, no casco da unidade, ficará sob a responsabilidade do comprador, observados os trâmites descritos no item I.6.11 – Fase 11 - Alienação da plataforma de P-12.

A Petrobras não irá realizar qualquer tipo de movimentação da unidade, sendo que a entrega da P-12 para o comprador será realizada na locação, após a desancoragem da mesma.

#### **I.6.1.2 Inspeção nos Risers e Amarras de Topo**

Foi realizada inspeção dos *risers* e amarras de topo de P-12 e verificada também a presença de incrustação de coral sol nestas estruturas.

Para o topo dos *risers* dos *manifolds*, do oleoduto, dos gasodutos de exportação e amarras de topo que se apresentarem incrustados por coral sol, a Petrobras informa que esta avaliando as alternativas e apresentará proposta de manejo assim que estiver concluída.

### ***1.6.2 – Fase 2 - Parada de produção da plataforma***

A parada da produção da plataforma de P-12 foi iniciada com a suspensão de injeção do gás *lift* nos poços, conseqüentemente causando a interrupção da produção dos poços não-surgentes para a UEP. Esta manobra visou oferecer maior segurança nas intervenções nos equipamentos submarinos. Em seguida fecharam-se as válvulas das ANMs, incluindo-se os poços surgentes, e depois parando os turbo compressores – TC. Desligaram-se as bombas de injeção de produtos químicos e fecharam-se as Shutdown Valves (SDV) das linhas de coleta (óleo e gás).

Os drenos dos equipamentos são abertos e bombeados pelo oleoduto. Apenas equipamentos essenciais à realização da operação de descomissionamento e de garantia da segurança da unidade flutuante permanecem operando.

### ***1.6.3 – Fase 3 - Limpeza dos dutos de coleta***

Os dutos de coleta em P-12 serão limpos através da circulação de água do mar, conforme volumes mínimos mostrados nas Tabelas I.6.3-1, I.6.3-2 e I.6.3-3, e os resíduos oleosos decorrentes dessa operação serão misturados na corrente do oleoduto de exportação de P-12 para PPM-1 (Oleoduto P-12/PPM-1-B), sendo então tratados na planta de processo de PPM-1. Nessa planta, o óleo produzido, misturado com a corrente da água oleosa de lavagem, será enquadrado conforme os requisitos exigidos pela *Resolução CONAMA nº. 393/2007* para posterior descarte no mar, sendo esta uma atividade rotineira na operação da plataforma de PPM-1.

A coleta de água para análise do TOG de cada lavagem é realizada a montante do oleoduto de exportação, na plataforma P-12. As linhas serão consideradas limpas quando as medidas de TOG atingirem valor inferior a 15\_ppm e o volume de limpeza indicado nas Tabelas I.6.3-1, I.6.3-2, I.6.3-3, I.6.3-4 e I.6.3-5 já tiver sido circulado. A vazão de limpeza utilizada será suficiente para atingir fluxo turbulento, variando de 1-5 bbl/min, dependendo do diâmetro e possíveis obstruções ao fluxo de água contido em cada linha.

Ressalta-se que, caso ocorram dificuldades no enquadramento do TOG durante a limpeza de algum duto, poderá ser necessário o bombeio de óleo diesel, com a finalidade de dissolver hidrocarbonetos aderidos à parede do duto. Posteriormente ao

bombeio do diesel, a água do mar será bombeada até o enquadramento final do TOG. Caso esta operação venha a ocorrer, será informada no relatório de atividades de descomissionamento da unidade.

Tabela I.6.3-1. Estimativa dos volumes de água bombeada para limpeza dos dutos de coleta no *Manifold* MSP-BD-1

Dutos	Comprimento (m)	Diâmetro (pol)	Volume da linha (m <sup>3</sup> )	Volume Limpeza (m <sup>3</sup> )
<b>BD-07 - Prod. Óleo</b>	1548	4	12,55	100
<b>BD-07 - Gas-lift</b>	1517	2,5	4,8	24
<b>BD-09 - Prod. Óleo</b>	1595	4	12,9	103
<b>BD-09 - Gas-lift</b>	1543	2,5	4,9	24
<b>BD-12 - Prod. Óleo</b>	1531	4	12,4	99
<b>BD-12 - Gas-lift</b>	1534	2,5	4,9	24
<b>BD-15 - Prod. Óleo</b>	1635	4	13,3	106
<b>BD-15 - Gas-lift</b>	1635	2,5	5,2	26
<b>BD-16 - Prod. Óleo</b>	1855	4	15,0	120
<b>BD-16 - Gas-lift</b>	1855	2,5	5,9	29
<b>RJS-258 - Prod. Óleo</b>	1590	4	12,9	103
<b>RJS-258 - Gas-lift</b>	1810	2,5	5,7	29
<b>RJS-265 - Prod. Óleo</b>	3154	4	25,6	205
<b>RJS-265 - Gas-lift</b>	3219	2,5	10,2	51
<b>Duto produção de óleo <i>Manifold</i></b>	8600	8	278,9	2.231
<b>Duto teste de produção <i>Manifold</i></b>	8138	4	66,0	528
<b>Duto injeção gas-lift <i>Manifold</i></b>	9152	4	74,2	371

Tabela I.6.3-2. Estimativa dos volumes de água bombeada para limpeza dos dutos de coleta no *Manifold* MSP-LI-2

Dutos	Comprimento (m)	Diâmetro (pol)	Volume da linha (m <sup>3</sup> )	Volume Limpeza (m <sup>3</sup> )
<b>LI-14 - Prod. Óleo</b>	1390	4	11,3	90
<b>LI-14 - Gas-lift</b>	1393	2,5	4,4	22
<b>RJS-157 - Prod. Óleo</b>	460	4	3,7	30
<b>RJS-157 - Gas-lift</b>	460	2,5	1,5	7
<b>Duto produção de óleo <i>Manifold</i></b>	1215	8	39,4	315
<b>Duto injeção gas-lift <i>Manifold</i></b>	1211	4	9,8	49
<b>Duto teste de produção <i>Manifold</i></b>	1224	4	9,9	79
<b>Duto teste de gas-lift <i>Manifold</i></b>	1170	4	9,5	47

Tabela I.6.3-3 - Estimativa dos volumes de água bombeada para limpeza dos dutos de coleta nos *Manifolds* MSP-LI-1 e MSGL-LI-1

Dutos	Comprimento (m)	Diâmetro (pol)	Volume da linha (m³)	Volume Limpeza (m³)
LI-1 - Prod. Óleo	1272	4	10,3	83
LI-1 - Gas-lift	1269	2,5	4,0	20
RJS-156 - Prod. Óleo	2097	4	17,0	136
RJS-156 - Gas-lift	2118	2,5	6,7	34
LI-03 - Prod. Óleo	26	4	0,2	2
LI-03 - Gas-lift	157	2,5	0,5	2
LI-05 - Prod. Óleo	2512	4	20,4	163
LI-05 - Gas-lift	2640	2,5	8,4	42
Duto produção de óleo MSP-LI-1 (8")	430	8	13,9	112
Duto produção de óleo MSP-LI-1 (6")	605	6	11,0	88
Duto injeção gas-lift MSGL-LI-1	375	4	3,0	15
Duto teste de produção <i>Manifold</i>	439	4	3,6	28
Duto teste de gas-lift <i>Manifold</i>	389	2,5	1,2	6

Tabela I.6.3-4. Estimativa dos volumes de água bombeada para limpeza dos dutos de coleta do poço satélite BI-23

Dutos	Comprimento (m)	Diâmetro (pol)	Volume da linha (m³)	Volume Limpeza (m³)
7-BI-23HP-RJS	8056	4	65,3	523
	8036	2,5	25,4	127

Tabela I.6.3-5. Estimativa dos volumes de água bombeada para limpeza dos dutos de coleta dos poços satélites LI-17, LI-04 e RJS-168.

Dutos	Comprimento (m)	Diâmetro (pol)	Volume da linha (m³)	Volume Limpeza (m³)
7-LI-17D-RJS	2009	4	16,3	130
	185	2,5	0,6	3
3-LI-4-RJS	2923	4	23,7	190
	80	2,5	0,3	1
3-RJS-168	2414	4	19,6	157
	3148	2,5	10,0	50

#### ***1.6.4 – Fase 4 - Fechamento e/ou abandono dos poços produtores e injetores***

A malha de coleta de P-12 era constituída originalmente por 4 poços satélites conectados à plataforma e 24 poços de produção interligados a 3 *Manifolds* de produção e 1 *Manifold* de distribuição de *gas-lift*. Existem no total 26 Árvores de Natal

Molhadas e 8 *Manifolds* que estão no escopo do descomissionamento da unidade P-12. Atualmente, estão em operação 03 injetores / produtores de gás (pertencentes ao Sistema de Injeção para Armazenamento de Gás Natural), todos equipados com Árvore de Natal Molhada, 03 *Manifolds* Submarinos de Produção (MSP-BD-1, MSP-LI-1 e MSP-LI-2) e 01 *Manifold* Submarino de Gás *Lift* (MSGL).

Os poços que ainda estiverem interligados à P-12, sejam satélites ou interligados por *Manifold*, terão seus dutos previamente lavados até o TOG permanecer inferior a 15 ppm. As localizações geográficas e interligações desses poços são apresentadas na Tabela I.6.4-1.

O recolhimento da ANM é realizado por uma sonda, que é responsável por abandonar definitivamente o poço através da instalação de barreira mecânica na coluna de produção ou injeção e do amortecimento do poço com fluido de alta densidade. As intervenções nos poços seguirão os requisitos exigidos pela *Portaria ANP nº. 25, de 06/03/2002*, e poderão ser realizadas pelas sondas do pool de recursos da Petrobras, já licenciadas pelo IBAMA. O cronograma de sondas tem características dinâmicas, sofrendo constantes mudanças, portanto não é possível prever com longa antecedência qual sonda será utilizada. A definição ocorre observando o alinhamento da disponibilidade de recursos como ferramentas de intervenção, materiais acessórios, autorização de órgãos reguladores e disponibilidade das sondas na data-alvo da operação de abandono.

O diagrama unifilar atual do sistema submarino da P-12 é apresentado no Anexo I.1.

Tabela I.6.4-1. Informações dos poços relacionados ao descomissionamento da P-12 (Coordenadas *datum* SIRGAS 2000).

Árvore de Natal Molhada	Coordenada (E)	Coordenada (N)	Profundidade (m)	Interligação
7-BD-16DA-RJS	312621	7485780	86	MSP-BD-1
4-RJS-265A	315503	7487208	100	MSP-BD-1
7-BD-7D-RJS	311452	7487909	91	MSP-BD-1
7-BD-9D-RJS	311449	7487909	87	MSP-BD-1
3-BD-15C-RJS	312626	7485826	104	MSP-BD-1
4-RJS-258	313925	7488238	95	MSP-BD-1
7-LI-03-RJS	313520	7481890	99	MSP-LI-1/MSGL-LI-1
3-LI-5-RJS	315743	7481499	103	MSP-LI-1/MSGL-LI-1



4-RJS-156	312273	7482871	93	MSP-LI-1/MSGL-LI-1
3-LI-1-RJS	314135	7482923	102	MSP-LI-1/MSGL-LI-1
7-LI-14-RJS	314018	7481903	104	MSP-LI-2
3-RJS-157C	313775	7480659	102	MSP-LI-2
7-BI-23HP-RJS	319889	7483843	110	P-12
3-RJS-168	312862	7484027	95	P-12
3-LI-4-RJS	311729	7483999	95	P-12
7-LI-17D-RJS	312358	7482742	96	P-12

Os *manifolds* constantes na tabela I.6.4-2 e as caixas de junção na tabela I.6.4-3, serão recolhidos no escopo do projeto de desativação.

Tabela I.6.4-2. Informações dos *Manifolds* relacionados ao descomissionamento de P-12 (Coordenadas *datum* SIRGAS 2000).

<i>Manifolds</i>	Coordenada (E)	Coordenada(N)	Profundidade	Observação
<i>Manifold</i> de produção MSP-LI-1	313544	7481886	105	Em operação
<i>Manifold</i> de Gas-lift MSGL-LI-1	313400	7481895	103	Em operação
<i>Manifold</i> de produção MSP-LI-2	313952	7481055	104	Em operação
<i>Manifold</i> de produção MSP-BD-1	332719	7487363	89	Em operação
<i>Manifold</i> Hidráulico de Controle MHC-BD-1	332719	7487363	89	Em operação
<i>Manifold</i> de Interligação MIS-TR-1	314998	7484623	99	Desativado
<i>Manifold</i> de Interligação MIS-LI-1	312752	7484561	100	Desativado
<i>Manifold</i> de Interligação MIS-LI-2	312778	7484534	100	Desativado

Tabela I.6.4-3. Informações das Caixas de Junção relacionadas ao descomissionamento da P-12 (Coordenadas *datum* SIRGAS 2000).

Caixa de Junção	Coordenada(E)	Coordenada (N)	Profundidade
Caixa de Junção CJ1 / MSP-LI-2	313.580	7.481.560	100
Caixa de Junção CJ2 (MHC-BD-1)	313.497	7.482.035	104
Caixa de Junção CJ3 / LI-17, LI-4 e RJS-168	313507	7.482.030	100
Caixa de Junção CJ4 / MSP-LI-2 e LI-18	313.426	7.481.495	101

### ***1.6.5 – Fase 5 - Desconexão das linhas nos poços e nos manifolds***

Após a lavagem dos dutos do poço, as válvulas da Árvore de Natal Molhada (ANM) serão fechadas e em momento oportuno embarcações de apoio realizarão a desconexão desses dutos na ANM e no *Manifold* (quando aplicável). Em seguida, será instalada terminação cega na ANM, no *Manifold*, deixando o duto com as extremidades abertas para o leito marinho e a ANM preparada para recolhimento pela sonda de intervenção. A previsão para a realização das desconexões segue na tabela 1.6.5-1.

Tabela 1.6.5-1 Previsão para desconexões das linhas nos poços e nos *manifolds* de P-12.

Poços	Data prevista para desconexão
7-BD-16DA-RJS	Abril/2015 a Julho/2015
7-BD-9D-RJS	Maiο/2015 a Agosto/2015
4-RJS-258	Julho/2015 a Setembro/2015
4-RJS-265A	Agosto/2015 a Novembro/2015
7-BD-7D-RJS	Agosto /2015 a Novembro/2015
3-BD-15C-RJS	Outubro/2015 a Janeiro/2016
3-RJS-168	Outubro/2015 a Janeiro/2016
7-LI-14-RJS	Dezembro/2015 a Fevereiro/2016
7-BI-23HP-RJS	Janeiro/2016 a Abril/2016
7-LI-15D-RJS	Janeiro/2016 a Abril/2016
4-RJS-156	Fevereiro/2016 a Abril/2016
3-LI-4-RJS	Fevereiro/2016 a Maio/2016
3-RJS-157C	Fevereiro/2016 a Junho/2016
7-LI-17D-RJS	Novembro/2015 a Fevereiro/2016
3-LI-1-RJS	Janeiro/2018 a Abril/2018
7-LI-3-RJS	Maiο/2018 a setembro/2018

### ***1.6.6 – Fase 6 - Descomissionamento da planta de processamento da plataforma***

#### **1.6.6.1 - Despressurização**

Proceder à despressurização de todas as linhas e equipamentos da Planta de Processamento de Óleo e Gás, através do alinhamento dos gases de hidrocarbonetos (petróleo) para o flare da unidade, onde será realizada a queima visando à retirada dos mesmos do interior destas tubulações e equipamentos;

#### **I.6.6.2- Drenagem**

Realizar a drenagem, para o Sistema de Drenagem Fechada da Unidade, dos líquidos (petróleo, condensado de hidrocarbonetos e água de produção) presentes em 100% das linhas e equipamentos da planta de processamento de óleo, visando o esgotamento dos mesmos do interior destas tubulações e equipamentos;

#### **I.6.6.3 – Lavagem**

Proceder à lavagem de todas as linhas e equipamentos da Planta de Processamento de Óleo e Gás, encaminhando os efluentes oleosos para a Plataforma de PPM-1. A lavagem inclui todos os vasos da plataforma, tais como: separadores de produção e teste, slop vessel, surge tank, etc. A lavagem visa à remoção dos hidrocarbonetos aderidos às paredes destas tubulações e equipamentos;

#### **I.6.6.4 - Inertização**

Realizar a inertização de todas as linhas e equipamentos da Planta de Processamento de Óleo e Gás, para fins de remoção dos gases residuais de hidrocarbonetos (petróleo) do interior destas tubulações e equipamentos além da purga dos mesmos para o flare da unidade, onde será realizada a queima.

#### ***I.6.7 – Fase 7 - Limpeza dos dutos de exportação***

Os dutos de exportação serão lavados por último, por bombeio de água do mar, sem adição de produtos químicos, a partir de P-12 com destino a PPM-1. Os volumes mínimos de água para essa operação de lavagem são apresentados na Tabela I.6.3-6. Os resíduos oleosos decorrentes dessa operação serão tratados na planta de processo de PPM-1. O efluente será enquadrado conforme os requisitos exigidos pela *Resolução*

CONAMA nº. 393/2007 para posterior descarte no mar, sendo esta uma atividade rotineira na operação da plataforma de PPM-1.

A coleta de água para análise do TOG da lavagem do sistema de exportação será realizada na plataforma de PPM-1. As linhas serão consideradas limpas quando as medidas de TOG atingirem valor inferior a 15 ppm e o volume de limpeza indicado nas Tabelas I.6.7-1 já tiver sido circulado. A vazão de lavagem utilizada será suficiente para atingir fluxo turbulento, variando de 5-8 bbl/min, dependendo do diâmetro e possíveis obstruções ao fluxo de água contido em cada linha.

Após a lavagem dos dutos de exportação, estes serão preenchidos com um fluido de hibernação, com a finalidade de resguardar a integridade estrutural desses equipamentos. A composição do fluido de hibernação consiste de água do mar adicionada de sequestrante de oxigênio (Bissulfito de sódio 40%) na concentração 160 ppm (V/V) e biocida (Sulfato de tetrahidroximetil fosfônio – THPS 75%) na concentração de 100 ppm (V/V). O volume total de sequestrante de oxigênio utilizado para o gasoduto de exportação será de 45 litros de Bissulfito de Sódio 40%. O volume total de Biocida utilizado no gasoduto de exportação será de 28 litros de Sulfato de tetrahidroximetil fosfônio – THPS 75%. O volume interno do gasoduto de exportação é de 279,1 m<sup>3</sup>. O volume total de sequestrante de oxigênio utilizado para o oleoduto de exportação será de 45 litros de Bissulfito de Sódio 40%. O volume total de Biocida utilizado no oleoduto de exportação será de 28 litros de Sulfato de tetrahidroximetil fosfônio – THPS 75%. O volume interno do oleoduto de exportação é de 279,2 m<sup>3</sup>. (No Anexo I.6

.7-1 são apresentadas as FISPOQ e os testes de ecotoxicidade dos produtos).

Tabela I.6.7-1. Estimativa dos volumes de água bombeada para limpeza do gasoduto e oleoduto de exportação de P-12.

	Comprimento (m)	Diâmetro (pol)	Volume da linha (m <sup>3</sup> )	Volume Limpeza (m <sup>3</sup> )
Gasoduto de exportação	8606	8	279,1	1.395
Oleoduto de exportação	8610	8	279,2	2.234

### **I.6.8 – Fase 8 - Desconexão (pull out) dos risers de coleta e exportação da P-12**

Após a devida limpeza dos dutos, os *risers* estarão prontos para serem desconectados (*pullout*) da unidade P-12. Para isso, será utilizada embarcação que esteja disponível na época da operação e seja adequada para o trabalho. As embarcações que poderão operar na realização das atividades desta anuência estarão inseridas formalmente nos Projetos Continuados da Bacia de Campos (Processo IBAMA Nº 02022.001637/11, Projeto de Controle da Poluição - PCP, Projeto de Comunicação Social – PCS e Programa de Educação Ambiental dos Trabalhadores - PEAT) e serão definidas oportunamente em função da programação de operação da mesma.

Caso alguma embarcação venha a trabalhar nessa operação 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 em que as mesmas ocorrerão. Neste sentido, o PEAT deverá seguir o modelo de Projeto Pontual aceito por meio do Ofício 02022.002070/2014-83 CGPEG/IBAMA de 05.06.14, o qual encaminha o Parecer Técnico 000243/2014 CGPEG/IBAMA, ambos recebidos pela Petrobras em 16.06.14, e considerando a resposta a esse Parecer protocolada por meio da carta E&P-CORP/SMSCL 001/2014.

Ao todo, serão realizados *pullout* de 29 *risers* de coleta ou controle elétrico-hidráulico e de 3 *risers* de exportação na unidade. Segue a lista na tabela abaixo.

Tabela I.6.8-1. Lista de *risers* de coleta e de umbilicais de controle de P-12.

Nº Suporte	Função	Diâmetro (pol)	Interligação
02	Injeção e produção de Gás	4	3-RJS-168
04	Injeção e produção de Gás	4	3-LI-4-RJS
05	Umbilical 25 funções	NA	CJ3
06	Produção óleo	8	MSP-BD-1
07	Injeção e produção de Gás	4	7-LI-017D-RJS
09	Gas lift	2,5	7-LI-17D, 3-LI-4-RJS e 3-RJS-168
10	Gas lift	4	MSP-BD-1
11	Umbilical 60 funções	N/A	CJ2
12	Cabo elétrico	N/A	7-LI-017D-RJS

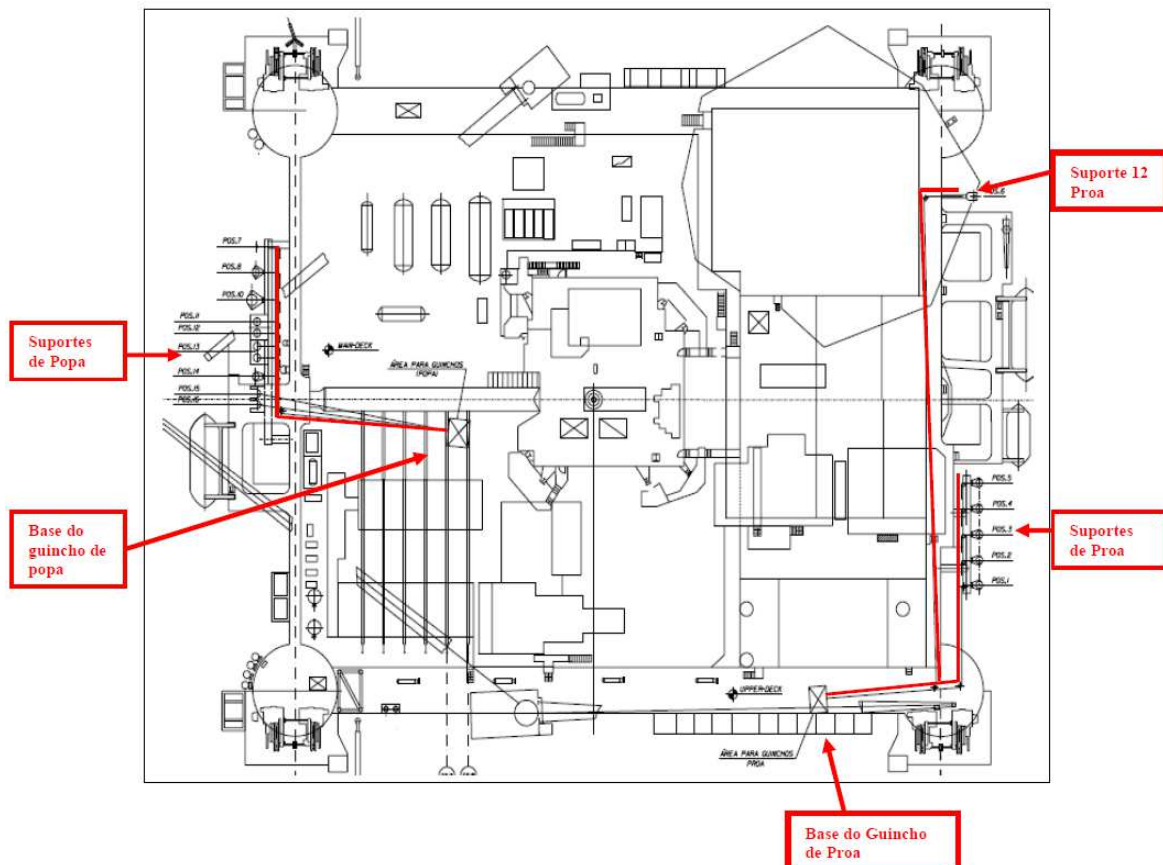
13	Gas lift	4	MSG-LI-1
14	Umbilical hidraulico	N/A	MSG-LI-1
15	Teste de produção	4	MSP-LI-2
16	Teste de produção	4	Desativado. Porém ainda conectado a P-12
17	Produção de óleo	8	MSP-LI-1
18	Teste de produção	4	Desativado. Porém ainda conectado a P-12
19	Cabo elétrico	N/A	Desativado. Porém ainda conectado a P-12
20	Teste de gas-lift	4	MSG-LI-1
21	Produção de óleo	6	MSP-LI-1
22	Teste de gas-lift	2,5	Desativado. Porém ainda conectado a P-12
23	Umbilical hidráulico 60 funções	N/A	MSP-LI-2 e LI-18
24	Umbilical hidráulico 60 funções	N/A	MSP-LI-1
25	Umbilical hidráulico 60 funções	N/A	MSP-LI-1
26	Teste de gas-lift	4	Desativado. Porém ainda conectado a P-12
27	Produção de óleo	8	MSP-LI-2
28	Gas lift	4	MSP-LI-2
29	Cabo elétrico	N/A	7-BI-23HP-RJS
30	VAZIO	VAZIO	VAZIO
31	Produção de óleo	4	7-BI-23HP-RJS
32	Umbilical	N/A	7-BI-23HP-RJS
33	Gas lift	2,5	7-BI-23HP-RJS

Tabela I.6.8-1. Lista de *risers* de exportação de P-12.

Nº Suporte	Função	Diâmetro (pol)	Interligação
01	Gasoduto de alta pressão	8	P-12 / PPM-1
03	Gasoduto de baixa pressão	8	Desativado. Porém ainda conectado a P-12
08	Oleoduto	8	P-12 / PPM-1

Na Figura I.6.8-1, segue o esquemático das facilidades a bordo da UEP para realização dos *pull outs* em proa e popa. Existem dois locais para posicionamento do guincho, sendo um local para proa e um local para popa.

Figura I.6.8-1. Esboço do plano de remoção dos *risers* na proa e popa de P-12.



Após o *pull out*, os trechos de *risers* dos *manifolds*, oleodutos e gasodutos de coleta e exportação, não incrustados por coral sol, serão assentados no leito marinho e permanecerão abandonados temporariamente abertos ao mar.

Para o topo dos *risers* dos *manifolds*, do oleoduto e dos gasodutos de exportação que se apresentarem incrustados por coral sol, a Petrobras informa que está avaliando as alternativas e apresentará proposta de manejo assim que esteja concluída.

Os oleodutos e gasodutos serão posicionados próximos a atual trajetória de interligação. A operação de assentamento dos mesmos no leito marinho será

acompanhada por *ROV*, disponível nas embarcações *PLSV*. Será realizada inspeção inicial e final das trajetórias dos dutos. (*risers* dos *manifolds*, gasoduto de alta e baixa e oleoduto).

#### ***1.6.9 – Fase 9 - Remoção e transporte dos produtos químicos da plataforma P-12***

Serão retirados todos os produtos químicos utilizados na Planta de Processamento de Óleo e Gás, tais como, antiespumante, anti-incrustante, biocida, inibidores de corrosão, lubrificantes, polieletrólito, sequestrante de oxigênio e desemulsificante. Os mesmos serão acondicionados em tambores, bombonas e/ou tanques hermeticamente fechados e devidamente identificados. Em seguida, serão transportados em rebocadores até o Porto de Imbetiba (Macaé – RJ), e destinados ao estoque de produtos químicos da Petrobras para reutilização em outra unidade.

Ressalta-se que pode ocorrer a retirada de alguns produtos químicos direto para unidade que os necessita, sem a passagem no Porto. Neste caso, o acondicionamento e transporte ocorrerão conforme descrito acima, isto é, os produtos serão acondicionados em tambores, bombonas e/ou tanques hermeticamente fechados, devidamente identificados e transportados em rebocadores para a unidade destino.

#### ***1.6.10 – Fase 10 - Desconexão do sistema de ancoragem***

Nessa etapa, será desconectado o sistema de ancoragem da P-12. Serão utilizadas embarcações do tipo AHTS, inseridas formalmente nos Projetos Ambientais de Caráter Continuado da Petrobras. A definição das mesmas ocorrerá em função da sua disponibilidade em função das demandas previstas na “carteira” de atividades de cada uma delas. Caso alguma embarcação venha a trabalhar nessa operação 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 em que as mesmas ocorrerão. Neste sentido, o PEAT deverá seguir o modelo de Projeto Pontual aceito por meio do Ofício 02022.002070/2014-83 CGPEG/IBAMA de



05.06.14, o qual encaminha o Parecer Técnico 000243/2014 CGPEG/IBAMA, ambos recebidos pela Petrobras em 16.06.14, e considerando a resposta a esse Parecer protocolada por meio da carta E&P-CORP/SMSCL 001/2014.

O sistema de ancoragem da P-12 instalado originalmente foi totalmente substituído em 2002, no âmbito do programa Pégaso, sendo a partir de então constituído por oito linhas de ancoragem (duas por vértice) com comprimento médio de 750m, constituídas por amarra de topo, cabo de aço, amarras de fundo e âncoras de arraste, 08 guinchos para âncoras com tambor simples acionado por um motor elétrico, com controle remoto local e capacidade de 160t . Até o presente momento, as inspeções não identificaram nenhum dano nas linhas de ancoragem da P-12.

A tabela I.6.10-1 a seguir descreve as características da curva catenária:

Linha	Azimute (graus)	Pré-tração (t)	Ângulo de topo com a Vertical (graus)	Inclinação do Fundo (graus)	Projeção Horizontal (m)
1	304	52,8	61,9	0,23	756,7
2	337	118,8	70,4	0,00	781,9
3	44	67,9	65,4	-0,10	847,8
4	59	64,0	64,4	0,01	753,2
5	123	74,3	65,8	-0,05	653,4
6	155	89,6	67,9	-0,17	704,2
7	209	89,9	68,1	0,07	765,5
8	246	77,4	67,3	0,07	739,5

Para as amarras de topo que se apresentarem incrustadas por coral sol, a Petrobras informa que está avaliando as alternativas e apresentará proposta de manejo assim que estiver concluída.

#### ***1.6.11 – Fase 11 - Alienação da UEP P-12***

Ressalta-se que no decorrer do processo de alienação será informado aos licitantes que a parte submarina do casco da P-12 esta incrustada por coral sol.

A empresa que adquirir a unidade no processo de alienação terá acesso ao relatório de inspeção da plataforma feito pela Petrobras e poderá inspecionar a mesma, formalizando em declaração, ter conhecimento das condições gerais e locais

onde a Plataforma se encontra e será cientificado das condições operacionais da mesma no que diz respeito ao certificado de classe e ainda que há presença de bioincrustações.

A Petrobras irá transferir a propriedade da plataforma P-12 para o licitante vencedor do leilão no local em que ela se encontra, por meio do Recibo de Entrega e Aceitação no qual o licitante vencedor se compromete a observar a legislação aplicável, especialmente as marítimas e ambientais, para a movimentação da plataforma, que será por conta do vencedor do leilão, após a assinatura do recibo.

A unidade permanecerá ancorada na atual localidade aguardando as operações definidas por sua nova proprietária. A operação de desancoragem da unidade será realizada pela Petrobras. Durante a operação de desancoragem, os rebocadores da nova proprietária da unidade de P-12, já deverão estar na locação, para assumir o reboque e guarnição da unidade. Após a finalização da operação de desancoragem, a nova proprietária terá o compromisso de transportar a plataforma obrigatoriamente para fora do território nacional, dando-lhe destinação ambientalmente correta, nos termos da legislação aplicável.

A Petrobras informa que a plataforma possui condições técnicas de navegabilidade através de reboque oceânico.

#### ***1.6.12 – Fase 12 - Destinação dos dutos flexíveis, dutos rígidos e equipamentos submarinos***

A adequada destinação dos dutos flexíveis, rígidos e equipamentos submarinos que compõem os inventários da P-12 será avaliado nos moldes do Projeto de Desativação de Instalações Descomissionadas (PDID) desenvolvido pela PETROBRAS em atendimento à solicitação do Aditivo Nº 1 ao Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) de Produção da Bacia de Campos (processo IBAMA nº 02022.008099/02-35), o qual foi apresentado ao este órgão através da correspondência UO-BC 0843/2013 protocolado em 25.11.2013.

Esta avaliação consiste das seguintes etapas, a saber:

1. Já foi realizada a contratação de embarcação para realização do imageamento dos equipamentos no leito marinho;
2. Já foi realizado o Imageamento dos Equipamentos Submarinos da UEP P-12;

3. Está sendo feita a Avaliação Ambiental e estrutural dos equipamentos imageados da UEP P-12 para tomada de decisão de recolhimento/abandono definitivo dos mesmos;
4. Elaboração do relatório final;
5. Protocolo do Relatório Final com a proposta para destinação dos equipamentos submarinos da UEP P-12;

Após avaliação e definições feitas por este órgão ambiental baseadas no relatório de avaliação ambiental dos equipamentos submarinos da UEP de P-12 a Petrobras proporá um cronograma para destinação dos equipamentos submarinos.

#### ***I-7 - PROJETO DE MONITORAMENTO PÓS- DESCOMISSIONAMENTO (PMPD) DA P-12***

Para avaliar os efeitos da atividade de produção de petróleo e gás sobre a qualidade do sedimento marinho após o término das atividades dos empreendimentos e seu respectivo descomissionamento, foi elaborado o Projeto de Monitoramento Ambiental Pós-Descomissionamento (PMPD), apresentado no Anexo I.7-1. O PMPD integra o Programa de Monitoramento Ambiental Específico da Atividade de Produção da Bacia de Campos (PMAEpro, Processo IBAMA nº 02022.000490/2010), sendo que a definição da estratégia amostral e dos parâmetros a serem analisados é definida para cada unidade em função das características ambientais locais (tipo de fundo, lâmina d água, etc.) e das instalações desativadas.

#### ***I.8 – PROJETO DE COMUNICAÇÃO SOCIAL DA P-12***

A Petrobras informa que os empregados próprios vinculados à P-12 serão aproveitados em outros projetos da Companhia, após o descomissionamento da unidade, sendo redistribuídos em postos de trabalho da própria Unidade Operacional da Bacia de Campos - UO-BC ou em outras Unidades da Petrobras.

Quanto à força de trabalho terceirizada, informamos que as empresas contratadas serão responsáveis pelo aproveitamento destas pessoas em outras frentes de trabalho.

As informações sobre a destinação final da força de trabalho, vinculadas à P-12, serão apresentadas no Relatório de Atividades Realizadas.

### II.0 - CRONOGRAMA FÍSICO DO PROJETO

		DESMOBILIZAÇÃO PLATAFORMA P-12																																																											
		Cronograma Executivo																																																											
ATIVIDADES	###	2015					2016					2017					2018					2019 - 2020					2021					2023 - 2025																													
		N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O
Parada Geral da Produção																																																													
	03/02/2015																																																												
Realizar Abandono de Poços e Limpeza das Linhas de Produção e Serviço																																																													
Realizar Pull-Out e Abandono das Linhas de Produção, Serviço e Umbilicais																																																													
Despressurizar, Drenar e Lavar Planta de Processo																																																													
Inertizar Linhas e Equipamentos da Planta de Processo																																																													
Remover Cabos e Amarras de Ancoragem da Plataforma																																																													
Saída da Plataforma da Locação																																																													
Recolhimento de Dutos e Equipamentos Submarinos																																																													

### III.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANP – Agência Nacional do Petróleo. Resolução N° 25 de 7 de março de 2002. Aprova o regulamento de abandono de poços perfurados com vistas a exploração ou produção de petróleo e/ou gás.
- ANP – Agência Nacional do Petróleo. Resolução N° 27 de 18 de outubro de 2006. Aprova o regulamento técnico que define os procedimentos a serem adotados na descomissionamento de instalações e especifica condições para devolução de áreas de concessão na fase de produção.

### IV.0 - RESPONSABILIDADE INSTITUCIONAL

A instituição responsável pela implementação do Projeto de Descomissionamento é a PETROBRAS/Unidade Operacional de Exploração e Produção da Bacia de Campos – UO-BC/PRDC/PRL

Endereço: Avenida Elias Agostinho 665, Imbetiba, Macaé – RJ.

CEP: 27.913-350

Telefone:(22)2753-6228

### V. RESPONSÁVEIS TÉCNICOS

Os responsáveis técnicos pela implantação deste projeto encontram-se indicados a seguir. A cópia do Cadastro Técnico Federal das Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental dos profissionais é apresentada no Anexo V-1.

<b>Profissional</b>	Adilson Reis Santana
<b>Formação/Titulação</b>	Engenheiro de Petróleo Pleno
<b>Registro no Conselho de Classe</b>	CREA-BA 17429
<b>Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental</b>	6276836
<b>Capítulo/Item de responsabilidade</b>	I.3;I.4;I.6.3;I.6.5;I.6.7
<b>Assinatura</b>	-----

<b>Profissional</b>	Eduardo Hebert Zacaron Gomes
<b>Formação/Titulação</b>	Engenheiro de Equipamentos Pleno
<b>Registro no Conselho de Classe</b>	CREA/MG 0000102095-D
<b>Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental</b>	6277409
<b>Capítulo/Item de responsabilidade</b>	1.3;I.4;I.6.5;I.6.8;
<b>Assinatura</b>	-----

<b>Profissional</b>	Rodrigo Alves Pons
<b>Formação/Titulação</b>	Engenheiro Naval Pleno
<b>Registro no Conselho de Classe</b>	CREA 2006137757
<b>Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental</b>	6279076
<b>Capítulo/Item de responsabilidade</b>	I.6.10;
<b>Assinatura</b>	-----

<b>Profissional</b>	Marcelo Malta
<b>Formação/Titulação</b>	Engenheiro de Petróleo Pleno
<b>Registro no Conselho de Classe</b>	CREA BA - 29384
<b>Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental</b>	5382855
<b>Capítulo/Item de responsabilidade</b>	I.3;I.4;I.6.2;I.6.3;I.6.6;I.6.7;I.6.9;I.6.12
<b>Assinatura</b>	-----

<b>Profissional</b>	Marcelo Moraes Vieira
<b>Formação/Titulação</b>	Engenheiro de Petróleo Pleno
<b>Registro no Conselho de Classe</b>	CREA RJ 170579/D
<b>Capítulo/Item de responsabilidade</b>	I.3;I.4;I.6.4;
<b>Assinatura</b>	-----

<b>Profissional</b>	José Henriques da Silva Tavares
<b>Formação/Titulação</b>	Biólogo
<b>Registro no Conselho de Classe</b>	CRBio 65622/02D
<b>Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental</b>	2386233
<b>Capítulo/Item de responsabilidade</b>	I;I.1;I.2;I.3;I.4;I.5;I.8
<b>Assinatura</b>	-----

<b>Profissional</b>	Glauber José dos Santos Ferreira
<b>Formação/Titulação</b>	Engenheiro de Equipamentos Pleno
<b>Registro no Conselho de Classe</b>	CREA – PE 180041345-9
<b>Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental</b>	6276392
<b>Capítulo/Item de responsabilidade</b>	I.6.1;I.6.11;II.0;IV.0
<b>Assinatura</b>	-----

<b>Profissional</b>	Marcos Willian da Silva Santos
<b>Formação/Titulação</b>	Engenheiro de Equipamentos Sênior
<b>Registro no Conselho de Classe</b>	CREA/RJ 86107173-6
<b>Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental</b>	289023
<b>Capítulo/Item de responsabilidade</b>	I.3;I.4;I.6.2;I.6.3;I.6.7
<b>Assinatura</b>	-----