

Projeto de Descomissionamento da Unidade Estacionária de Produção P-07 no Campo de Bicudo, Bacia de Campos

Processo nº 02022.008099/02

Bacia de Campos

2015

ÍNDICE GERAL

I - PROJETO DE DESCOMISSIONAMENTO	1/47
I.1 - JUSTIFICATIVA.....	2/47
I.2 - OBJETIVOS	5/47
I.2.1 - Objetivo geral	5/47
I.2.2 - Objetivos específicos	5/47
I.3 - METAS.....	6/47
I.4 - INDICADORES DE IMPLEMENTAÇÃO DE METAS	9/47
I.5 – PÚBLICO ALVO	9/47
I.6 - DETALHAMENTO DAS FASES	10/47
I.6.1 – Fase 1 - Inspeção do casco, <i>risers</i> e amarras na Unidade.....	10/47
I.6.1.1 Inspeção no Casco da unidade.....	10/47
I.6.1.2 Inspeção nos Risers e Amarras de Topo	12/47
I.6.2 – Fase 2 - Parada da produção da plataforma.....	12/47
I.6.3 – Fase 3 - Lavagem de todos os poços e equipamentos submarinos conectados	13/47
I.6.4 - Fase 4 – Desconexão das linhas, nos poços e nos manifolds	18/47
I.6.5 – Fase 5 e 6 - Abandono dos poços	19/47
I.6.5.1 – Fase 5 - Abandono Temporário dos poços	19/47
I.6.5.2 – Fase 6 - Abandono Definitivo dos poços.....	21/47
I.6.6 – Fase 7 – Despressurização e lavagem e/ou inertização dos gasodutos de alta e baixa de exportação da P-07	22/47
I.6.6.1 Gasoduto de Alta	23/47
I.6.6.2 Gasoduto de Baixa	23/47
I.6.7 – Fase 8 – Despressurização, drenagem e limpeza e inertização dos dutos e equipamentos da planta de processamento de óleo e gás instalados na plataforma	24/47

I.6.7.1 Despressurização	24/47
I.6.7.2 Drenagem.....	25/47
I.6.7.3 Limpeza	25/47
I.6.7.4 Inertização.....	25/47
I.6.8 – Fase 9 – Despressurização e lavagem do oleoduto de exportação da P-07	26/47
I.6.9 – Fase 10 - Desconexão (<i>pull out</i>) dos risers dos manifolds, oleodutos e gasodutos de exportação da P-07 e abandono temporário no fundo do mar	28/47
I.6.10 – Fase 11 - Remoção e transporte dos produtos químicos da plataforma P- 07	30/47
I.6.11 – Fase 12 - Desconexão do sistema de ancoragem.....	30/47
I.6.12 – Fase 13 - Alienação da plataforma de P-07	34/47
I.6.13 – Fase 14 - Destinação dos dutos flexíveis, dutos rígidos e equipamentos submarino	35/47
I.7 – PROJETO DE MONITORAMENTO PÓS-DESCOMISSIONAMENTO (PMPD) DA P- 07	36/47
I.8 – PROJETO DE COMUNICAÇÃO SOCIAL DA P-07	36/47
II - CRONOGRAMA FÍSICO DO PROJETO	37/47
III. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	39/47
IV. RESPONSABILIDADE INSTITUCIONAL	40/45
V. RESPONSÁVEIS TÉCNICOS.....	41/45

I - PROJETO DE DESCOMISSIONAMENTO

Esse documento estabelece diretrizes e critérios que serão implementados para possibilitar a descomissionamento da unidade estacionária de produção da plataforma Petrobras VII (P-07), com vista à proteção e à manutenção da qualidade ambiental da região.

A plataforma P-07 foi construída na Finlândia em 1977 e instalada no campo de Bicudo em Fevereiro de 1986, numa lâmina d'água de aproximadamente 200 m. Sua produção iniciou em junho de 1988.

A unidade possui um total de 20 poços produtores, dos quais 6 encontram-se atualmente em produção, 9 estão fechados temporariamente e 5 fechados temporariamente e desconectados da unidade. Também fazem parte do sistema dois *manifolds* submarinos de produção (MSP-BI-A e MSP-BI-B) e um *manifold* Submarino de Gás *lift* (MSGL-BI-1). A unidade não possui poço injetor ou poço com bomba centrífuga submarina submersa (BCSS). O último poço a ser interligado à P-07 foi o 4-PM-53-RJS em agosto de 2011. Apresentamos no Anexo I-1 o unifilar atual da Unidade Estacionária de Produção (UEP) de P-07.

Todo o petróleo produzido na P-07 é escoado por um oleoduto de 8"/10" (polegadas) de diâmetro até a plataforma P-65 (através do oleoduto de P-07/PCE-1-Plataforma de Enchova e/ ou via oleoduto P-07/P-65), para tratamento e descarte da água produzida, não possuindo sistema de estocagem de petróleo.

O gás produzido é exportado para o *Manifold* Submarino de Gás de Alta Pressão (MSGA) através de uma linha de 8" (polegadas), ou para o *Manifold* Submarino de Gás de Baixa (MSGB) através de uma linha de 12" (polegadas).

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

- a. Procedimento para parada da planta de processamento da unidade;

- b. Procedimento de abandono definitivo dos poços produtores, dos poços fechados e abandono temporário dos poços: 4-PM-53-RJS, 7-BI-009D-RJS e 3-BI-003-RJS , levando 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 inertização da planta de processamento de óleo e gás;
- e. Desancoragem e destinação da plataforma;

1.1 - JUSTIFICATIVA

A descomissionamento da unidade estacionária de produção de P-07 constitui 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 possui uma política corporativa que consolida as melhores práticas, trabalhando para o aprimoramento contínuo dos processos. Neste contexto, a descomissionamento da plataforma P-07 estará fundamentada 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 devem ser promovidas em todos os níveis da empresa, de modo a assegurar seu avanço nessas áreas.

Os projetos de produção de petróleo preveem, ao término de sua vida produtiva, o descomissionamento das instalações ou o reaproveitamento das mesmas em novos projetos. Desta forma, os estudos de desmobilização 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 respeitar a legislação ambiental e os interesses da comunidade, observando ainda os aspectos relacionados à segurança e saúde.

O documento aqui apresentado constitui o Projeto de Descomissionamento da Plataforma P-07, com foco nos aspectos ambientais aplicáveis a esta unidade marítima. O projeto considera as particularidades construtivas da unidade, as tecnologias disponíveis, as legislações pertinentes ao assunto e a possibilidade de novas aplicações para a plataforma. 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 (Análise de Riscos Ambientais e Avaliação de Impactos Ambientais para as Operações de Descomissionamento da Unidade Estacionária de Produção P-07) deste documento é apresentada a Análise de Riscos Ambientais envolvidos na atividade de descomissionamento da P-07 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.

I.2 - OBJETIVOS

I.2.1 - Objetivo geral

Evitar riscos de poluição ao meio ambiente e minimizar quaisquer impactos decorrentes da operação de descomissionamento da P-07, destinando adequadamente as estruturas, equipamentos, tubulações, efluentes, resíduos, produtos químicos e materiais provenientes da descomissionamento da plataforma.

I.2.2 - Objetivos específicos

O projeto apresentado trata das atividades de descomissionamento da Unidade Estacionária de Produção (UEP) P-07, cuja parada de produção da plataforma está estimada para acontecer em Junho de 2015, seguindo-se atividades de desativação.

O descomissionamento da P-07 será iniciado após o fechamento dos poços produtores de óleo, com consequente parada de produção, parada total de operação das instalações submarinas, planta e equipamentos de processamento de óleo instalados na plataforma. Permanecerão operando apenas equipamentos essenciais à realização da operação de descomissionamento e 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 da produção da plataforma;
- Fase 3: lavagem de todas as linhas e dos equipamentos submarinos conectados;
- Fase 4: desconexão das linhas, nos poços e nos *manifolds*;
- Fase 5: fechamento e abandono temporário de poços : 4-PM-53-RJS, 7-BI-009D-RJS e 3-BI-003-RJS;
- Fase 6: fechamento e abandono definitivo de poços : 7-RJS-158D, 7-BI-021HA-RJS, 7-BI-020HP-RJS, 7-BI-018H-RJS, 7-BI-017HPA-RJS, 4-RJS-134, 7-BI-001D-RJS, 7-BI-

014HPB-RJS, 7-BI-002D-RJS, 7-BI-007DA-RJS e 3-RJS-331D, 7-BI-005D-RJS, 8-BI-0012D-RJS, 7-BI-011D-RJS, 7-BI-013D-RJS, 7-BI-010D-RJS e 7-BI-008D-RJS;

- Fase 7: despressurização e lavagem e/ou inertização dos gasoduto de exportação de alta e baixa pressão;
- Fase 8: despressurização, drenagem e lavagem e inertização dos dutos e equipamentos da planta de processamento de óleo e gás instalados na plataforma;
- Fase 9: despressurização e lavagem do oleoduto de exportação;
- Fase 10: desconexão (*pull out*) dos *risers* dos *manifolds*, oleoduto e gasodutos de exportação;
- Fase 11: remoção e transporte dos produtos químicos da plataforma;
- Fase 12: desconexão do sistema de ancoragem;
- Fase 13: alienação da plataforma;
- Fase 14: 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 a descomissionamento da UEP de P-07:

Inspeção do casco, *risers* e amarras na Unidade

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

Parada da produção da plataforma:

- 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 a garantia da segurança da unidade flutuante.

Lavagem das linhas de coleta, de exportação e de equipamentos submarinos.

- Realizar a limpeza de 100% das linhas e instalações submarinas do sistema de coleta e exportação de hidrocarbonetos da unidade através da circulação da água do mar por estas tubulações e equipamentos.

Desconexão de linhas de coleta, de exportação e de equipamentos submarinos.

- Desconectar todas das linhas, previamente lavadas na Fase 2, através de atividades realizadas com o apoio de embarcações tipo DSV (*Diver Support Vessel*) e PLSV (*Pipe Laying Support Vessel*), abandonando-as temporariamente no leito marinho, abertas para mar.

Fechamento e/ou abandono dos poços

- Proceder o fechamento e abandono temporário e definitivo dos poços. O fechamento dos poços consistirá na atuação das válvulas DHSV (*Down Hole Safety Valve*) para os poços que possuírem esta válvula e as válvulas das ANMs. Os abandonos serão executados conforme a Portaria ANP nº 25/02, que determina o regulamento de abandono de poços perfurados com vistas à exploração ou produção de petróleo e/ou gás.

Despressurização, drenagem, lavagem e inertização das linhas e equipamentos:

- Proceder despressurização 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.
- Realizar a coleta do óleo, para o sistema de drenagem fechada da unidade, dos líquidos (petróleo, condensado de hidrocarbonetos e água de produção) presentes em todos os dutos e equipamentos da planta de processamento de óleo, visando o esgotamento do interior destas tubulações e equipamentos;

- Lavar de todos os dutos e equipamentos de processamento de óleo e gás, encaminhando os efluentes oleosos por meio de oleoduto para tratamento na plataforma P-65. A lavagem visa a remoção dos hidrocarbonetos aderidos às paredes destas tubulações e equipamentos;
- Inertizar todos os dutos dos sistemas de exportação de hidrocarbonetos e da planta de processamento, para remover resíduos gasosos do interior das tubulações e equipamentos, encaminhar os gases para o queimador da unidade;

Retirada de produtos químicos:

- Retirar todos os produtos químicos estocados na P-07 que são utilizados nos equipamentos de processamento de óleo e gás, tais como, antiespumante, antincrustante, biocida, inibidores de corrosão, lubrificantes e desemulsificante.

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 recolhimento de todos os cabos e amarras de topo, e abandono das amarras de fundo e âncoras;

Alienação da plataforma:

- Alienar a unidade de P-07 e entregar para a 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 dos dutos flexíveis, dutos rígidos 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. As linhas conectadas aos poços que permanecerão fechados aguardando reinterligação a outro sistema de produção, permanecerão no leito marinho preenchidas com água do mar. A reinterligação destes poços é escopo do projeto de otimização de concessões, o qual se encontra em desenvolvimento, sendo que o processo de licenciamento ambiental será iniciado oportunamente.

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 para coleta e exportação;
- Percentual de fechamento e abandono temporário e definitivo dos poços;
- Percentual de equipamentos lavados (da planta de processamento de óleo e gás);
- Percentual de retirada dos produtos químicos;
- Percentual de amarras recolhidas;

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;
- Os órgãos ambientais, 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-07.

1.6 - DETALHAMENTO DAS FASES

A seguir apresentamos um detalhamento de cada fase para a operação de descomissionamento da UEP de P-07.

1.6.1 – Fase 1 - Inspeção do casco, risers e amarras na Unidade

1.6.1.1 Inspeção no Casco da unidade

Foi realizada inspeção do casco de P-07, no período 23.11.2013 a 27.11.2013, para verificar a presença ou não de incrustação de coral-sol (gênero Tubastraea), sendo constatado nesta inspeção sua presença. Conforme pode ser observado na fotografias a seguir, o coral-sol possui um grau de colonização bastante desenvolvido em várias partes de sua estrutura submersa.

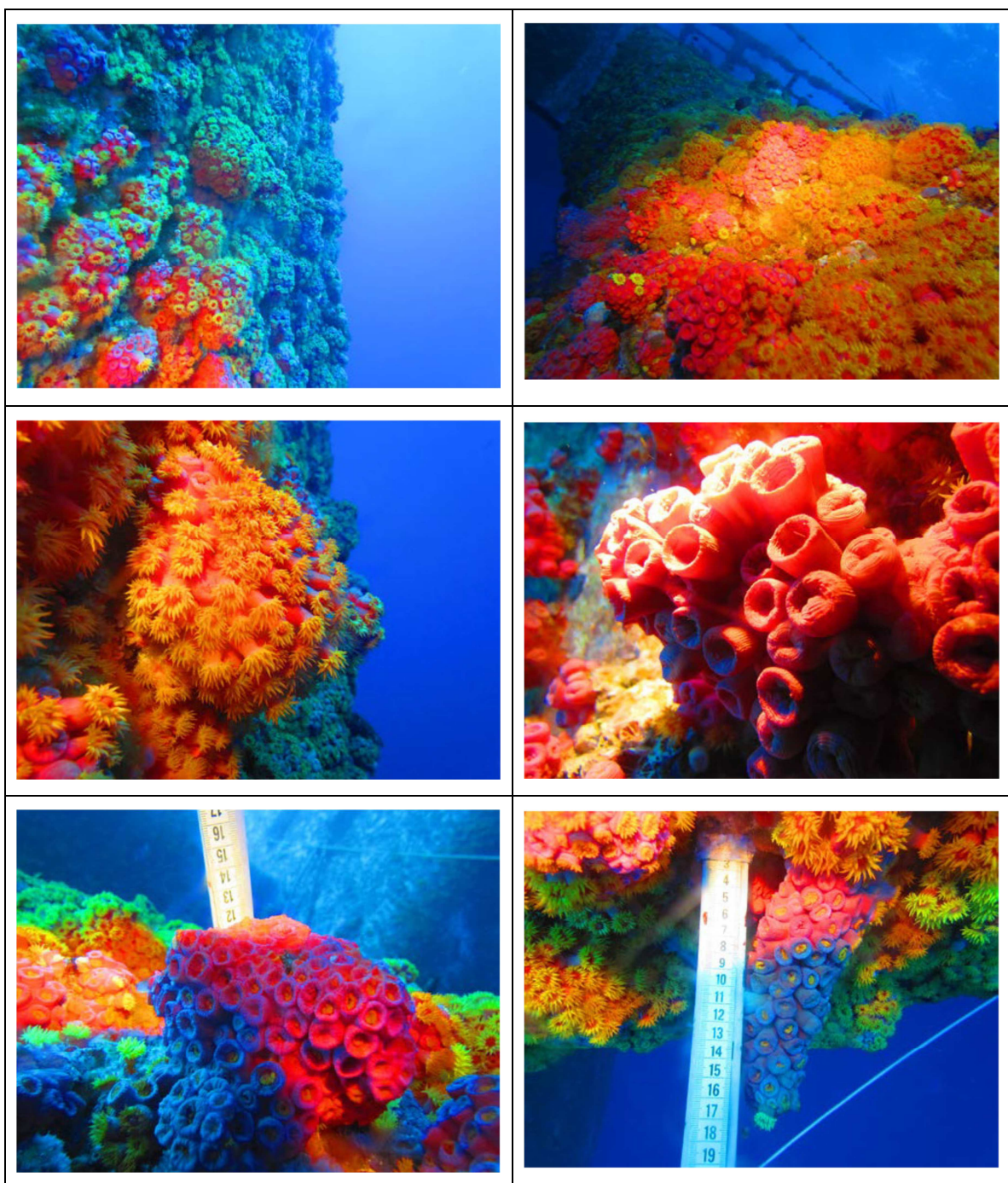


Figura I.6.1-1: Fotografias submarinas obtidas do caso de P-07, incrustados com coral-sol (gênero Tubastraea).

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 sobre responsabilidade do comprador, observados nos procedimentos descritos no item I.6.12 – Fase 13 – Alienação da plataforma de P-07

A Petrobras não irá realizar qualquer tipo de movimentação da unidade, sendo que a entrega da P-07 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-07 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 está avaliando as alternativas e apresentará proposta de manejo assim que esteja concluída.

I.6.2 – Fase 2 - Parada da produção da plataforma

A parada da produção da plataforma de P-07 se inicia com a parada de injeção do gás *lift* nos poços, causando, conseqüentemente, a parada de produção dos poços para a UEP. Esta manobra visa oferecer maior segurança nas intervenções nos equipamentos submarinos. Em seguida fecham-se as válvulas das ANMs, depois param-se os turbo compressores, desligam-se as bombas de injeção de produtos químicos e são fechadas as *Emergency Shutdown Valves* (EDV) dos gasodutos. Os drenos dos equipamentos são abertos e bombeados pelo oleoduto.

Apenas equipamentos essenciais à realização da operação de descomissionamento e garantia da segurança da unidade flutuante permanecerão operando.

I.6.3 – Fase 3 - Lavagem de todos os poços e equipamentos submarinos conectados

A lavagem dos *risers* dos *manifolds*, *manifolds* e *flowlines* dos poços da P-07 consistirá inicialmente na injeção de diesel para facilitar a remoção do óleo aderido nos dutos do sistema de coleta.

Para garantir uma melhor remoção do óleo aderido em todos os dutos interligados aos MSP-BI-A, MSP-BI-B, MSGL-BI-1 e ANMs, a operação será realizada em três etapas.

- a. Na primeira etapa será injetado o fluido (diesel), pelos dutos de *gas lift* (GL) dos *manifolds*, passando através do *header* de *gas lift* dos *manifolds*, segue pelos de *gás lift* dos poços, até as ANMs e retorna pelos dutos de produção (PO), passando pelo *header* de produção dos *manifolds* e segue pelos dutos de produção dos *manifolds* até a plataforma;
- b. Na segunda etapa da limpeza, o fluido será injetado pelo duto de *gás lift* (GL) passando pelo Header de *gás lift* dos *manifolds* e retornará pelo duto de teste de produção (TP) dos *manifolds*;
- c. Na última etapa de limpeza, o fluido seguirá pelo duto de teste de produção (TP) do *manifolds* e retornará pelo header de produção (PO) dos *manifolds*;
- d. Após cada etapa de preenchimento com o fluido, será realizado um repouso para dissolução dos óleos. O volume previsto de diesel para limpeza é apresentado na tabela I.6.3 -1;
- e. Após cada repouso, será iniciada a injeção de água, sendo esse efluente (diesel + óleo) encaminhado para planta de processamento de P-07 em seguida enviado pelo oleoduto para P-65 para processamento e posterior exportação para PCE-1 e bombeio para terra junto com o óleo;
- f. Em seguida os dutos de produção, *gás lift* e *manifolds* (MSP-BI-A, MSP-BI-B e MSGL-BI-1) serão lavados através da circulação de água do mar. Sendo previsto a passagem de um volume de oito vezes o volume de cada duto em regime turbulento;

- g. Para garantir a lavagem de todos os dutos interligados aos MSP-BI-A, MSP-BI-B, MSGL-BI-1 e ANMs, a operação será realizada também em três etapas;
- h. Na primeira etapa será circulada água, pelos dutos de *gas lift* (GL) dos *manifolds*, passando através do *header* de *gas lift* dos *manifolds*, segue pelos de gás *lift* dos poços, até as ANMs e retorna pelos dutos de produção (PO), passando pelo *header* de produção dos *manifolds* e segue pelos dutos de produção dos *manifolds* até a plataforma;
- i. Na segunda etapa da limpeza, o fluido será injetado pelo duto de gás *lift* (GL) passando pelo Header de *gás lift* dos *manifolds* e retornará pelo duto de teste de produção (TP) dos *manifolds*;
- j. Na última etapa de limpeza, o fluido seguirá pelo duto de teste de produção (TP) do *manifolds* e retornará pelo header de produção (PO) dos *manifolds*;
- k. A cada passagem do volume de cinco vezes será realizado um repouso de 3 horas, seguido de nova lavagem de um volume de três vezes o volume do duto, para auxiliar a liberação dos óleos;
- l. Após a passagem do volume acima serão feitas amostragens da água de lavagem, para fins de determinação do TOG pelo método espectrometria de absorção molecular, cujas análises serão realizadas no Laboratório do P-07. O efluente de água oleosa será encaminhado, via oleoduto para unidade P-65;
- m. As linhas serão consideradas limpas somente quando a água proveniente da lavagem atingir um Teor de Óleos e Graxas (TOG) menor ou igual a 15ppm. A previsão detalhada de geração de água oleosa e apresentada na tabela I.6.3-1;

A transferência desse volume de efluente para P-65 se faz necessária uma vez que a P-07 não possui sistema de tratamento de água oleosa e a unidade também não possui tancagem para estocagem e posterior tratamento ou *offloading*. Não é possível realizar a transferência desse efluente de forma isolada do óleo, o que exigirá que o efluente da limpeza das linhas e equipamentos seja tratado no sistema de tratamento de água de produção da P-65. Dessa forma, não será possível garantir o descarte desse efluente com

TOG de 15ppm após o tratamento, sendo que o mesmo será descartado de acordo com as exigências estabelecidas na Resolução CONAMA 393/07. Entretanto, ressalta-se que essa é a única alternativa viável para o tratamento desse efluente e que o histórico de descarte de água produzida em P-65 tem apresentado valores de TOG entre 6 e 14 ppm de média mensal entre janeiro/2012 e dezembro/2013.

Tabela I.6.3-1: Estimativa dos volumes de diesel e água para lavagem das linhas

Poço	Tipo de Duto	Duto	Diâmetro do tramo (Polegadas)	Comprimento (m)	Volume total de diesel (m³)	Volume total de água salgada (m³)
7-BI-001D	GL	GL_MSP-BI-B/7-BI-001D	2,5	3.037	9,6	76,9
	PO	PO_7-BI-001D/Adaptador "T"	4,0	1.189	9,6	77,1
3-BI-003	GL	GL_MSP-BI-A/3-BI-003	2,5	22	0,1	0,6
	PO	PO_MSP-BI-A/3-BI-003	4,0	22	0,2	1,4
7-BI-005D	GL	GL_MSP-BI-B/7-BI-005D	2,5	33	0,1	0,8
	PO	PO_7-BI-005D/MSP-BI-B	4,0	33	0,3	2,1
7-BI-009D	GL	GL_MSP-BI-A/7-BI-009D	2,5	1.670	5,3	42,3
	PO	PO_7-BI-009D/MSP-BI-A	4,0	1.613	13,1	104,6
7-BI-011D	GL	GL_MSP-BI-B/7-BI-011D	2,5	40	0,1	1,0
	PO	PO_7-BI-011D/MSP-BI-B	4,0	40	0,3	2,6
7-BI-012D	GL	GL_MSP-BI-B/7-BI-012D	2,5	30	0,1	0,8
	PO	PO_7-BI-012D/MSP-BI-B	2,5	30	0,1	0,8
7-BI-014HP	GL	GL_MSGL-BI-1/7-BI-014HP	2,5	2.880	9,1	73,0
	PO	PO_7-BI-014HP/Adaptador "T"	7,6	4.262	124,9	999,0
7-BI-017HP	GL	GL_MSP-BI-A/7-BI-017HP	2,5	1.805	5,7	45,7
	PO	PO_7-BI-017HP/MSP-BI-A	4,0	1.670	13,5	108,3
7-BI-018	GL	GL_MSGL-BI-1/7-BI-018	2,5	2.905	9,2	73,6
	PO	PO_7-BI-18/MSP-BI-B	6,0	5.263	96,0	768,0
7-BI-020HP	GL	GL_MSP-BI-B/7-BI-020HP	2,5	2.932	9,3	74,3
	PO	PO_7-BI-020HP/MSP-BI-B	4,0	2.935	23,8	190,4
7-BI-021HA	GL	GL_MSP-BI-A/7-BI-021HA	2,5	1.749	5,5	44,3
	PO	PO_7-BI-021HA/MSP-BI-A	4,0	1.752	14,2	113,6
4-PM-053	GL	GL_MSP-BI-B/4-PM-053	4,0	6.170	50,0	400,2
	PO	PO_4-PM-053/MSP-BI-B	6,0	6.397	116,7	933,5
4-RJS-134	GL	GL_MSP-BI-B/4-RJS-134	2,5	3.178	10,1	80,5
	PO	PO_4-RJS-134/MSP-BI-B	4,0	3.142	25,5	203,8
7-RJS-158D	GL	GL_MSP-BI-A/7-RJS-158D	2,5	2.200	7,0	55,7
	PO	PO_7-RJS-158D/MSP-BI-A	4,0	2.200	17,8	142,7
MSP-BI-A	PO	PO_Adaptador "T"/MSP-BI-A	6,0	3.633	66,3	530,2
	GL	GL_MSP-BI-A/P-07	4,0	685	5,6	44,4
	GL	GL_MSP-BI-A/MSGL-BI-1	2,5	4.872	15,4	123,4
	PO	PO_MSP-BI-A/P-07	8,0	720	23,3	186,8
	TP	TP_MSP-BI-A/MSP-BI-B	4,0	35	0,3	2,3
MSP-BI-B	GL	GL_MSP-BI-B/P-07	4,0	983	8,0	63,8
	PO	PO_MSP-BI-B/P-07	8,0	716	23,2	185,8
	TP	TP_MSP-BI-B/P-07	4,0	77	6,3	50,4
TOTAL				71.620	726	5.805

Ressalta-se que, caso a limpeza apresentada acima não alcance os valores de 15 ppm possivelmente será utilizado a passagem de diesel e um desengraxante (AB-9, no Anexo I.1.6.3-1 são apresentados a FISPQ e os testes de ecotoxicidade desse produto) que apresenta um melhor dissolução dos óleos aderidos nos dutos. Se esta operação venha ocorrer será informada no relatório de atividades de descomissionamento da unidade.

A seguir apresentamos algumas observações para alguns poços:

Os dutos e ANM do poço 7-BI-010D-RJS estão limpos e preenchidos somente com água, as extremidades que se ligavam ao *manifold* MSP-BI-B estão desconectadas e tamponadas de acordo com o proposto na anuência para interligação do 4-PM-053-RJS a UEP de P-07 e aprovada pelo parecer técnico CGPEG/DILIC/IBAMA N° 031/11 de 27.01.2011.

O poço 7-BI-007DA-RJS encontra-se desde 2008 sem sua ANM, que foi retirada da localidade para manutenção em terra. Sendo suas linhas limpas antes da desconexão da ANM, com TOG enquadrado dentro da legislação vigente do período, e colocado flange nas extremidades da ANM. Mas foi observado após a retirada da ANM que o custo de manutenção e recolocação da mesma no poço seria inviavelmente financeiramente, portanto optou-se pelo não retorno da ANM ao poço.

O poço 7-BI-015H-RJS, foi abandonado definitivamente no período de agosto a setembro de 2011. Tendo suas linhas sido limpas e com a água em seu interior enquadrada dentro da legislação vigente do período, em seguida foram desconectadas as linhas na ANM e flangeada. Após o abandono definitivamente do poço sua ANM sido completamente retirada pela sonda. Em 08.02.2012 foi protocolado na Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP a correspondência UO-BC n 109/2012 informando o abandono definitivo.

O poço 7-BI-007DA encontra-se desde 2008 sem sua ANM, que foi retirada da localidade para manutenção em terra. Sendo suas linhas limpas antes da desconexão da ANM, com TOG enquadrado dentro da legislação vigente do período, e colocado flange nas extremidades da ANM. Mas foi observado após a retirada da ANM que o custo de

manutenção e recolocação da mesma no poço seria inviavelmente financeiramente, portanto optou-se pelo não retorno da ANM ao poço.

O poço 7-BI-008D-RJS encontra-se desconectado da ANM e do *manifold* tendo esta operação ocorrida em junho de 2004 em função deste poço na apresentar mais viabilidade econômica e/ou operacional. Sendo esta operação realizada para liberar do bocal do *manifold* para outro poço.

O poço 7-BI-013D-RJS encontra-se desconectado do *manifold* tendo esta operação ocorrida em junho de 2004 em função deste poço na apresentar mais viabilidade econômica e/ou operacional. Sendo esta operação realizada para liberar do bocal do *manifold* para outro poço.

Para manutenção da produção dos poços 7-BI-017HP e 7-BI-009D foi realizado o remanejamento das linhas 7-BI-002D, que se encontra parado aguardando abandono. Portanto, a linha de gás *lift* do 7-BI-002D substituir o tramo de gás lift do poço 7-BI-009D e O tramo de produção de óleo do poço 7-BI-002D substituiu o tramo de produção de óleo do poço 7-BI-017D. Esta operação de manutenção de manutenção ocorreu em setembro de 2014 e os respectivos dutos dos poços 7-BI-017HP e 7-BI-009D foram posicionados sobre o leito marinho ao lado das ANMs e *manifolds*.

1.6.4 - Fase 4 – Desconexão das linhas, nos poços e nos manifolds

As atividades descritas nos itens a seguir sobre desconexão de linhas serão realizadas por embarcações tipo DSV (*Diver Support Vessel*) e PLSV (*Pipe Line Support Vessel*), ambas dotadas de ROV (*Remotely Operated Vehicle*). As embarcações PLSV e DSV 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.

Por se tratar de ANMs e *Manifolds* do tipo *Guide Line Less / Diver-Assisted* (que necessita de mergulho para conexão e desconexão dos dutos), as desconexões dos dutos das ANMs e *manifolds* serão feitas através de mergulhadores.

Após a limpeza e enquadramento do TOG da água das linhas do sistema de coleta de P-07 será realizada a atividade de desconexão das linhas (produção, anular e umbilical) primeiro nas extremidades ligada as ANMs e depois das extremidades ligadas aos *manifolds*.

Também serão desconectadas as extremidades das linhas de produção, Teste de produção, gás *lift* e umbilicais hidráulicos nos *manifolds*.

Esta operação será realizada pelos mergulhadores, podendo ser auxiliada pelo ROV da embarcação DSV.

As linhas ficarão preenchidas com água e ambas as extremidades serão desconectadas e permanecerão abertas para mar. As linhas ficarão temporariamente posicionadas no fundo do mar.

1.6.5 – Fase 5 e 6 - Abandono dos poços

1.6.5.1 – Fase 5 - Abandono Temporário dos poços

Após a desconexão das linhas das ANMs serão realizados abandonos temporários dos poços: 7-BI-009D-RJS, 3-BI-003-RJS e 4-PM-53-RJS. Estes poços serão abandonados temporariamente, pois está previsto o remanejamento do poço 4-PM-53-RJS para a

unidade de Pampo (PPM-1) e os poços 7-BI-009D-RJS e 3-BI-003-RJS ainda apresentam potencial produtivo, sendo que um possível remanejamento para projetos futuros para concessão de Bicudo ainda será avaliado. Caso os estudos concluam a inviabilidade do aproveitamento dos 7-BI-009D-RJS e 3-BI-003-RJS, os mesmos serão abandonados definitivamente e informados oportunamente ao IBAMA.

As localizações geográficas dos poços interligados à plataforma P-07 que serão abandonados temporariamente são mostradas na Tabela I.6.5-1 a seguir.

Tabela I.6.5-1: Coordenadas dos Poços Abandonados Temporariamente (Datum: SIRGAS2000).

Poços	N(m)	E(m)	LDA (m)
3-BI-003-RJS	7.482.106	327.119	200
7-BI-009D-RJS	7.482.921	325.832	126
4-PM-53-RJS	7.478.628	325.323	208

O fechamento dos poços será iniciado com a atuação das válvulas das árvores de natal molhadas (ANMs) de forma a garantir as barreiras de segurança. A atuação poderá ser realizada pela plataforma a partir do umbilical eletro-hidráulico de controle de cada poço ou a partir de embarcações equipadas com ROV. O poço 3-BI-003-RJS já se encontra-se fechado.

Após o fechamento inicia-se o abandono temporário dos poços, estando previsto ser realizado através da instalação de barreira mecânica na coluna de produção e pelo amortecimento do poço com fluido de alta densidade. Para isso, será usado fluido composto por água do mar adensado com sal (KCl ou NaCl). Após o amortecimento dos poços será fechado as válvulas das ANMs e a válvula DHSVs dos poços que possuírem esta válvula.. As intervenções nos poços seguirão os requisitos exigidos pela Portaria ANP nº. 25, de 06/03/2002, Normas Petrobras e as melhores práticas da indústria petrolífera, sendo aprovadas pela ANP. Essas intervenções serão realizadas por sondas aprovadas pelo IBAMA, sendo que a definição da sonda a ser usada se dará observando a disponibilidade das mesmas nas datas das operações.

I.6.5.2 – Fase 6 - Abandono Definitivo dos poços

Será realizado o abandono definitivo dos poços 7-RJS-158D, 7-BI-021HA-RJS, 7-BI-020HP-RJS, 7-BI-018H-RJS, 7-BI-017HPA-RJS, 4-RJS-134, 7-BI-001D-RJS, 7-BI-014HPB-RJS, 7-BI-002D-RJS, 7-BI-007DA-RJS e 3-RJS-331D, 7-BI-005D-RJS, 8-BI-0012D-RJS, 7-BI-011D-RJS, 7-BI-013D-RJS, 7-BI-010D-RJS, e 7-BI-008D-RJS.

As localizações geográficas dos poços que serão abandonados definitivamente e que estão interligados à plataforma P-07 são mostradas na Tabela I.6.5 -2 a seguir.

Tabela I.6.5-2: Coordenadas dos poços Abandonados Definitivamente
(Datum: SIRGAS2000).

Poços	N(m)	E(m)	LDA (m)
7-BI-001D-RJS	7.481.680	324.711	125
7-BI-002D-RJS	7.482.921	328.816	126
7-BI-005D-RJS	7.482.125	327.131	203
7-BI-007DA-RJS	7.482.905	325.849	130
7-BI-008D-RJS	7.482.108	327.154	205
7-BI-010D-RJS	7.482.120	327.143	203
7-BI-011D-RJS	7.482.071	327.131	205
8-BI-012D-RJS	7.482.085	327.110	204
7-BI-013D-RJS	7.482.087	327.117	205
7-BI-014HPB-RJS	7.483.395	320.256	117
7-BI-017HPA-RJS	7.482.895	325.723	133
7-BI-018H-RJS	7.481.373	322.686	118
7-BI-020HP-RJS	7.481.401	325.213	143
7-BI-021HA-RJS	7.482.171	325.643	143
4-RJS-134	7.481.679	324.683	122
7-RJS-158D	7.482.916	325.823	126
4-RJS-331D	7.485.366	323.235	111

Para o fechamento dos poços serão atuadas as válvulas das árvores de natal molhadas (ANMs) de forma a garantir as barreiras de segurança. A atuação poderá ser realizada pela plataforma a partir do umbilical eletro-hidráulico de controle de cada poço ou a partir de embarcações equipadas com ROV.

No caso de abandono definitivo dos poços, o poço será desaparelhado através da instalação de barreira mecânica na coluna de produção por injeção de cimento para formação de tampões mecânicos para isolamento hidráulico dos intervalos dos poços. As intervenções nos poços seguirão os requisitos exigidos pela Portaria ANP nº. 25, de 06/03/2002, Normas Petrobras e as melhores práticas da indústria petrolífera, sendo aprovadas pela ANP. Essas intervenções serão realizadas por sondas aprovadas pelo IBAMA, sendo que a definição da sonda a ser usada se dará observando a disponibilidade das mesmas nas datas das operações. Após o termino do abandono definitivo dos poços as ANMs serão recolhidas completamente pela sonda e enviadas para adequada destinação.

Ressalta-se que os poços: 7-BI-5D-RJS, 8-BI-12D-RJS, 7-BI-11D-RJS, 7-BI-13D-RJS, 7-BI-10D-RJS, 3-BI-3-RJS, 7-BI-8D-RJS somente poderão ser abandonados após a retirada da UEP P-07 da sua atual locação, devido ao fato que estes poços estão exatamente sob a P-07 e, tanto a presença da UEP quanto as suas amarras impossibilitam a aproximação e operação da sonda.

1.6.6 – Fase 7 – Despressurização e lavagem e/ou inertização dos gasodutos de exportação de alta e baixa pressão da P-07

Assim como ocorre para os dutos de coleta dos poços, antes de realizar a desconexão dos gasodutos de exportação de P-07, será realizada sua devida lavagem.

Os gasodutos serão condicionados inicialmente com gás inerte (Nitrogênio - N₂) e posterior bombeio de água do mar. Os volumes previstos para lavagem dos gasodutos são apresentados na tabela I.6.8-1.

Serão despressurização e lavagem e inertização o gasoduto de alta, no trecho GA_P-07/MSGGA-EN e o gasoduto de baixa, no trecho GA_P-07/MSGGB-EN.

As despressurizações dos gasodutos de alta e baixa se darão por meio do alinhamento dos gases de hidrocarbonetos (petróleo) para os queimadores das unidades de P-15 e PCE-1 / P-65, respectivamente.

I.6.6.1 Gasoduto de Alta

O gasoduto da malha de gás de alta serão lavados da seguinte maneira:

- a. Fechar a válvula do *Manifold* Submarino de Gás de Alta de Enchova (MSGGA-EN) que vai para PCE-1 assim como a válvula do MSGGA-EN para o Gasoduto Enchova-Cabiúnas (duplo bloqueio);
- b. Fechar o encaminhamento MSGGA-EN/PPM-1 na válvula que fica no "T" próximo ao gasoduto PPM-1/Ponto A;
- c. Insuflar N₂ de P-07 para P-15 (alinhando para o queimador de P-15), o volume de nitrogênio previsto esta apresentado na Tabela I.6.2.3-1. O nitrogênio faz-se necessário para evitar a formação de hidrato;
- d. Lavar o gasoduto de PCE-1 no sentido de P-15, passando por P-07 com destino à P-65, via oleoduto de P-07, com o bombeio de água do mar, até o enquadramento do TOG em 15ppm. O volume previsto de água de lavagem é apresentado na tabela I.6.8-1;
- e. Após a passagem do volume previsto serão feitas amostragens da água de lavagem, para fins de determinação do TOG pelo Método Espectrometria de Absorção Molecular, cujas análises serão realizadas no Laboratório do P-07. O efluente de água oleosa será encaminhado, via oleoduto para unidade P-65;
- f. Fechar as válvulas do *Manifold* Submarino de Gás de Alta (MSGGA) e desconectar ambas as extremidades dos gasodutos (UEP e MSGGA). Os dutos serão desconectados e deixados com suas extremidades abertas ao mar;
- g. Manter MSGGA inundado e isolado;
- h. A desconexão do *riser* do gasoduto de alta será descrita na Fase 09.

I.6.6.2 Gasoduto de Baixa

Para descomissionamento do gasoduto de baixa, o seguinte procedimento será executado:

- a. P-07 insufla N₂ para PCE-1 e P-65, o volume de nitrogênio previsto esta apresentado na Tabela I.6.8.-1. O nitrogênio faz-se necessário para evitar a formação de hidrato;
- b. Fechar o encaminhamento *Manifold* Submarino de Gás de Baixa de Enchova (MSGB-EN) para P-65;
- c. Lavar o gasoduto no sentido P-07/PCE-1, com o bombeio de água do mar, até o enquadramento do TOG em 15ppm;
- d. Após a passagem do volume previsto serão feitas amostragens da água de lavagem, para fins de determinação do TOG pelo Método Espectrometria de Absorção Molecular, cujas análises serão realizadas no Laboratório do P-07. O efluente de água oleosa será encaminhado, via oleoduto para unidade P-65;
- e. Fechar válvulas do MSGB e desconectar o duto de P-07. Os dutos serão desconectados e deixados com suas extremidades abertas ao mar;
- f. Instalar flange cego com dreno para expurgar a água com N₂ por PCE-1;
- g. Expurgar a água;
- h. Abrir encaminhamento PCE-1/P-65 e retornar exportação de gás em baixa pressão;
- i. Após a lavagem dos poços de P-07, A desconexão do *riser* do gasoduto de alta será descrita na Fase 09.

I.6.7 – Fase 8 – Despressurização, drenagem e limpeza e inertização dos dutos e equipamentos da planta de processamento de óleo e gás instalados na plataforma

I.6.7.1 Despressurização

A despressurização de todos os dutos e equipamentos de processamento de óleo e gás será feita por meio do alinhamento dos gases de hidrocarbonetos para o queimador da unidade.

Os queimadores realizam a queima destes gases, sendo geradas emissões atmosféricas constituídas principalmente de CO₂ e vapor de água, e em menor

quantidade os compostos NO_x , CO , N_2O , CH_4 , HCNM (hidrocarbonetos não metânicos), SO_x (óxidos de enxofre, quando o gás queimado apresenta H_2S em sua composição) e material particulado. Existem ainda válvulas de *vent* manuais para complementação da depressurização dos vasos de pressão, as quais se interligam através de linhas ramais com o coletor do sistema de tocha.

1.6.7.2 Drenagem

Consiste em realizar a coleta, para o sistema de drenagem fechada da unidade, dos líquidos (petróleo, condensado de hidrocarbonetos e água de produção) presentes em todos os dutos e equipamentos da planta de processamento de óleo, visando o esgotamento do interior destas tubulações e equipamentos, sendo os fluidos encaminhados via bombeamento pelo oleoduto para unidade de P-65.

1.6.7.3 Limpeza

A limpeza inicia-se com a lavagem de todos os dutos e equipamentos de processamento de óleo e gás com diesel e a água do mar, encaminhando os efluentes oleosos por meio de oleoduto para tratamento na plataforma P-65. A lavagem visa à remoção dos hidrocarbonetos aderidos às paredes destas tubulações e equipamentos.

Em seguida é feita a injeção e sopragem de vapor de água para nova limpeza de todos os dutos e equipamentos de processamento de óleo e gás da unidade, encaminhando, de novo, os efluentes oleosos por meio de oleoduto para tratamento na plataforma P-65.

1.6.7.4 Inertização

A inertização de todos os dutos e equipamentos de processamento de óleo e gás consiste na sopragem e injeção de vapor de água e nitrogênio, respectivamente, para remover os gases residuais de hidrocarbonetos do interior destas tubulações e peças, sendo os gases encaminhados para o queimador da unidade.

O queimador de P-07 realiza a queima destes gases, sendo geradas emissões atmosféricas constituídas principalmente de CO_2 e vapor de água, e em menor

quantidade os compostos NO_x, CO, N₂O, CH₄, COVs (compostos orgânicos voláteis), e material particulado.

Após toda a planta de processamento estiver preenchida com nitrogênio serão fechadas as válvulas dos equipamentos para contenção do gás, finalizando as operações na planta de processamento.

1.6.8 – Fase 9 – Despressurização e lavagem do oleoduto de exportação da P-07

O oleoduto será a última linha a ser descomissionada sendo desativado no trecho O_P-07/PCE-1 8", entre P-07 e o adaptador "T"; entre o adaptador "T" e o PLEM-EN-3 e entre o adaptador "T" e o MIS-BO-1. O Oleoduto será condicionado com diesel e água e o procedimento deverá prever a passagem de *pigs* de limpeza, ainda com o fluido original (óleo), antes do início de seu bombeio, e sua limpeza.

A limpeza será realizada com a utilização de diesel, submetendo todo o duto a sua ação, por um tempo de residência de 12 (doze) horas.

Será executada esta ação em mais de uma etapa. Deste modo, cada etapa da limpeza submeterá um determinado trecho do duto à ação do solvente, utilizando um *pig* na interface entre os dois fluidos, até o posicionamento do colchão de solvente sobre o trecho seguinte. Onde, de forma sequencial, após seu bombeio para o duto e realização do período de residência necessário, um único colchão de solvente é deslocado com o bombeio de água de lavagem, até seu o posicionamento no trecho seguinte. Repetidas etapas serão realizadas até que deste modo se submeta todo o duto a ação do mesmo colchão de solvente, pelo período de residência necessário.

Será utilizado um comprimento linear de colchão de solvente maior do que os trechos a serem limpos, como fator de segurança.

A sequência a ser executada é a seguinte:

- a. Fechar válvula V1 entre o adaptador "T" e PLEM-EN-3, V3 e V6 do MIS-BO-1 e V1 do MIS-BO-2. Manter aberta as válvulas V2 do MIS-BO-2 e V1, V2 e V5 do MIS-BO-1;
- b. Limpeza com diesel do duto entre P-07, MIS-BO-1, MIS-BO-2, com destino a P-65, com tempo de residência por trecho de 12h;

- c. Fecha válvulas V1 e V5 do MIS-BO-1, V-1 no PLEM-EN-3 e abre válvula V1 entre o adaptador “T” e PLEM-EN-3;
- d. Limpeza do trecho P-07, válvula V1, PLEM-EN-3 e PCE-1, em residência por 12h por trecho;
- e. Circular água salgada de volume equivalente a 2 vezes o volume do duto. Aguardar 1 hora e, após, escoar água salgada equivalente a 2 vezes o volume do duto. Avaliar o TOG, caso necessário, repetir o procedimento até o enquadramento do TOG em 15ppm pelo Método Espectrometria de Absorção Molecular, cujas análises serão realizadas no Laboratório de P-07. O efluente de água oleosa será encaminhado, via oleoduto para unidade P-65;
- f. Fechar válvula V1 entre o adaptador “T” e PLEM-EN-3 e abre válvula V2 do MIS-BO-2 e válvulas V1, V2 e V5 do MIS-BO-1;
- g. Circular água salgada de volume equivalente a 2 vezes o volume do duto. Aguardar 1 hora e, após, escoar água salgada equivalente a 2 vezes o volume do duto. Avaliar o TOG como descrito anteriormente e, caso necessário, repetir o procedimento até o enquadramento do TOG pelo Método Espectrometria de Absorção Molecular, cujas análises serão realizadas no Laboratório de P-07. O efluente de água oleosa será encaminhado, via este oleoduto para unidade P-65;
- h. Fechar as válvulas V1 e V5 do MIS-BO-1;
- i. Desconectar o duto P-07/MIS-BO-1 no adaptador “T” e no *manifold* com instalação de flanges no MIS-BO-1. O duto ficará aberto ao mar;
- j. Desconecta o duto P-07/PLEM-EN-3 e com instalação de flanges no PLEM-EN-3. O duto ficará aberto ao mar;

Como descrito para lavagem das linhas de coleta, a transferência desse volume de efluente para P-65 se faz necessária uma vez que P-07 não possui sistema de tratamento de água oleosa e a unidade também não possui tancagem para estocagem e posterior tratamento ou *offloading*. Não é possível realizar a transferência desse efluente de forma isolada do óleo, o que exigirá que o efluente da limpeza das linhas e equipamentos seja tratado no sistema de tratamento de água de produção da P-65. Sendo que o efluente será descartado de acordo com as

exigências estabelecidas na Resolução CONAMA 393/07. Entretanto, ressalta-se que essa é a única alternativa viável para o tratamento desse efluente e que o histórico de descarte de água produzida em P-65 tem apresentado valores de TOG entre 6 e 14 ppm de média mensal entre janeiro/2012 e dezembro/2013.

Tabela I.6.8-1: Dados do oleoduto e gasoduto de exportação da P-07 para limpeza

Tipo de Duto	Duto	Diâmetro do Tramo (Polegada)	Comprimento (m)	Volume Total de Diesel (m3)	Volume Total de Água Salgada (m3)	Volume Total de N ₂ (m3)
Gasoduto Alta	GA_P-07/MSGa-em 8"	8	6.573	0	1.279	6.395
Gasoduto Baixa	GB_P-07/MSGb-em - 12"	12	6.584	0	2.699	13.493
Oleoduto	O_ADAPTADOR_T-1/MIS-BO-1	8	7.171	15	123	-
Oleoduto	O_P-07/PCE-1 - 8"	8	7.686	5	475	-
Total			28.014	20	4.576	19.888

Ressalta-se que caso a limpeza apresentada acima não alcance os valores de 15 ppm, possivelmente será utilizado diesel e um desengraxante (AB-9, no Anexo I.1.6.3-1 são apresentados a FISPQ e os testes de ecotoxicidade desse produto) que apresenta maior efetividade na dissolução dos óleos aderidos nos dutos. Se esta operação venha ocorrer será informada no relatório de atividades de descomissionamento da unidade.

I.6.9 – Fase 10 - Desconexão (pull out) dos risers dos manifolds, oleodutos e gasodutos de exportação da P-07 e abandono temporário no fundo do mar

As atividades descritas nos itens a seguir sobre desconexão de linhas serão realizadas por embarcação tipo PLSV (*Pipe Laying Support Vessel*), dotadas de ROV (*Remotely Operated Vehicle*). As embarcações PLSV 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.

Após a devida lavagem dos *manifolds*, oleoduto e gasodutos, será realizado os *pull out* dos *risers* instalados na plataforma P-07. A operação de *pull out* trata-se da desconexão das extremidades do *risers* ligados a P-07 e passagem deste para uma embarcação PLSV através do guindaste da unidade.

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

Para o topo do *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.

O oleoduto e gasodutos serão posicionados próximos a atual trajetória de interligação. A operação de assentamento dos mesmos no leito marinho será acompanhada por ROV disponíveis nas embarcações PLSV. Será realizada inspeção inicial e final das trajetórias dos dutos. (*risers* dos *manifolds*, gasoduto de alta e baixa pressão e oleoduto).

1.6.10 – Fase 11 - Remoção e transporte dos produtos químicos da plataforma P-07

Serão retirados todos os produtos químicos normalmente utilizados na Planta de Processamento de Óleo e Gás, tais como, antiespumante, anti-incrustante, biocida, inibidores de corrosão, lubrificantes, polieletrólito, sequestrante de oxigênio, desemulsificante e etc.. Os mesmos serão acondicionados em tambores, bombonas e/ou tanques hermeticamente fechados, devidamente identificados e transportados em rebocadores até o Porto de Imbetiba (Macaé – RJ), onde serão destinados ao estoque de produtos químicos da Petrobras para posteriormente serem reutilizados em uma nova unidade. Será apresentado no relatório de atividades de descomissionamento da UEP P-07 o inventário dos principais produtos químicos presentes na Plataforma.

Ressalta-se que pode ocorrer a retirada de alguns produtos químicos direto para alguma unidade que deles necessitar, sem a passagem pelo 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.

1.6.11 – Fase 12 - Desconexão do sistema de ancoragem

Nessa etapa, será desconectado o sistema de ancoragem da P-07. As embarcações *Anchor Handling Tug Supply* (AHTS) 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 será definida 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.

O sistema de ancoragem da P-07 do tipo “*spread mooring*”, o sistema instalado originalmente foi totalmente substituído em 2002, sendo constituído por oito linhas de ancoragem em catenária (duas por vértice) com comprimento médio de 800m, constituídas por amarra de topo (Carga de ruptura 470 t), cabo de aço (Carga de ruptura 665 t) e amarras de fundo (Carga de ruptura 890t) e Âncoras de Arraste com capacidade de carga horizontal (*holding power*) entre 250 t e 600 t, 08 guinchos para âncoras com tambor simples acionado por um motor elétrico, com controle remoto local e capacidade de 160 t.

As tabelas I.6.11-1 e I.6.11-2 descrevem em detalhes os componentes de cada linha de ancoragem:

Tabela I.6.11-1: Composição do sistema de ancoragem da P-07

DESCRIÇÃO DOS COMPONENTES				COMPOSIÇÃO DAS LINHAS							
Componente	DN (mm)	Grau	Comp. (m)	#1	#2	#3	#4	#5	#6	#7	#8
ÂNCORA BRUCE 15T	-	-	-	X	X	-	-	X	-	-	-
ÂNCORA STEVPRIS 15T	-	-	-	-	-	X	X	-	-	-	-
ÂNCORA STEVIN 15T	-	-	-	-	-	-	-	-	X	X	X
MANILHA ESPECIAL MBL 710T	-	R4	-	X	X	X	X	X	X	X	X
DESTORCEDOR	105	R3	-	X	X	X	X	X	X	X	X
MANILHA DE UNIÃO	100	ORQ	-	X	X	X	X	X	X	X	X
AMARRA DE FUNDO (SEM MALHETE)	105	R3	500	X	X	X	X	X	X	X	X
ELO KENTER	105	R4	-	X	X	X	X	X	X	X	X
CABO DE AÇO SIX STRAND	103	EIPS	300	X	X	X	X	X	X	X	X
ELO KENTER	105	R4	-	X	X	X	X	X	X	X	X
RABICHO DE AMARRA (SEM MALHETE)	105	R3	15	X	X	X	X	X	X	X	X
MANILHA DE ÂNCORA	76	R3	-	X	X	X	X	X	X	X	-
MANILHA DE UNIÃO	84	R4	-	-	-	-	-	-	-	-	X
AMARRA DE SUPERFÍCIE (COM MALHETE)	76	ORQ	150	X	X	X	X	X	X	X	X

Informações sobre a tabela acima:

- a) Na parte referente à descrição dos componentes, o campo ‘DN’ significa diâmetro nominal, ‘Grau’ se refere ao grau do aço e ‘Comp.’ é o comprimento.

Até o presente momento, as inspeções não identificaram nenhum dano nas linhas de ancoragem de P-7.

Tabela I.6.11-2: Parâmetros de catenária do Sistema de Ancoragem

Linha	Azimute (graus)	Pré-tração (t)	Ângulo de topo com a Vertical (graus)	Inclinação do Fundo (graus)	Projeção Horizontal (m)
#1	62	75,5	52,3	-0,07	770
#2	129	85,4	53,7	1,29	734
#3	157	86,4	54,2	-1,34	777
#4	193	66,1	50,2	-0,32	871
#5	240	72,4	52,0	-0,03	754
#6	289	98,8	58,8	2,05	760
#7	331	65,0	52,4	2,12	760
#8	19	99,5	57,1	-0,36	751

A seguir apresentaremos a descrição da Operação de Desancoragem

Serão inicialmente desconectadas 5 linhas de ancoragem, uma em cada *córner*, e as duas do *córner* de noroeste (vide observações ao final do item 4), de acordo com a seguinte sequencia operacional:

- Localização da conexão amarra de topo x cabo de aço, usando ROV;
- A embarcação AHTS se aproxima e conecta o cabo de trabalho com garatêia (equipamento usado para pescar amarra) na amarra de topo no ponto identificado pelo ROV;
- A P-07 paga a amarra do paiol;
- O AHTS traz a conexão para a superfície, e abre a linha de ancoragem;
- O AHTS recolhe a amarra de topo e devolve a extremidade da amarra do paiol com um cabo mensageiro para a P-07;
- O AHTS recolhe o cabo de aço DN 103mm;
- O AHTS desconecta a amarra de fundo DN 105mm e abandona a extremidade no leito marinho.

Para as duas linhas seguintes valem a sequencia operacional abaixo:

- Localização da conexão amarra de topo x cabo de aço, usando ROV;

- b. A embarcação AHTS se aproxima e conecta o cabo de trabalho com garatêia (equipamento usado para pescar amarra) na amarra de topo no ponto identificado pelo ROV;
- c. A P-07 paga a amarra do paiol;
- d. O AHTS traz a conexão para a superfície, e abre a linha de ancoragem;
- e. O AHTS recolhe a amarra de topo, até a extremidade da amarra instaladora chegar ao convés;
- f. Um dos AHTS's se aproxima bordo a bordo com o AHTS e passa seu cabo de trabalho para o AHTS;
- g. O AHTS's conecta a amarra de topo da P-07 ao AHTS;
- h. O AHTS se afasta recolhendo o cabo de aço DN 103mm da linha de ancoragem;
- i. O AHTS desconecta a amarra de fundo DN 105mm e abandona a extremidade no leito marinho;
- j. O AHTS se posiciona no azimuth do córner e aplica *bollard pull* de acordo com as instruções do *Mooring Master* a bordo da P-07.

Para a última linha de ancoragem, vale a sequencia operacional abaixo:

- a. Localização da conexão amarra de topo x cabo de aço, usando ROV;
- b. A embarcação AHTS se aproxima e conecta o cabo de trabalho com garatêia (equipamento usado para pescar amarra) na amarra de topo no ponto identificado pelo ROV;
- c. A P-07 paga a amarra do paiol;
- d. O AHTS traz a conexão para a superfície, e abre a linha de ancoragem;
- e. O AHTS conecta o cabo de trabalho de 400m de comprimento à amarra de superfície e o cabo de aço DN 103mm ao tambor de manuseio;
- f. O AHTS recolhe o cabo de aço DN 103mm da linha de ancoragem e paga o cabo de trabalho, mantendo carga neste conforme orientação do *Mooring Máster* à bordo de P-07;
- g. O AHTS fixa no *sharkjaw* o rabicho de amarra na extremidade do cabo de trabalho de 400m;

- h. O AHTS desconecta a amarra de fundo DN 105mm e abandona a extremidade no leito marinho.

Por fim, serão conectados rebocadores à cabresteira, os 3 AHTS's conectados às linhas de ancoragem deverão devolver as extremidades das amarras instaladores à P-07 com cabos mensageiros, antes de se iniciar a operação de reboque.

A sequencia de desconexão deverá ser ajustado conforme as condições ambientais no momento, sendo combinadas entre o *Mooring Master* à bordo de P-07 e o Fiscal BR à bordo do AHTS.

Os trechos de amarras de fundo até as âncoras tipo arrasto são soldadas a essas, serão abandonadas nas posições atuais.

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 esteja concluída.

1.6.12 – Fase 13 - Alienação da plataforma de P-07

Ressalta-se que, no decorrer do processo, de alienação será informado aos licitantes que a parte submarina do casco da P-07 está 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-07 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, com descritivo no item 1.6.11 – Fase 12 – Desconexão do

sistema de ancoragem. Durante a operação de desancoragem, os rebocadores da nova proprietária da unidade de P-07, 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.

1.6.13 – Fase 14 - Destinação dos dutos flexíveis, dutos rígidos e equipamentos submarino

A adequada destinação adequada dos dutos flexíveis, rígidos e equipamentos submarinos que compõem os inventários da P-07 será avaliada nos moldes do Projeto de Descomissionamento de Instalações Descomissionadas (PDID) desenvolvido pela PETROBRAS em atendimento a solicitações do Aditivo Nº 1 ao Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) de Produção da Bacia de Campos (processo IBAMA nº 02022.008099/02-35) e apresentado a este órgão através da correspondência UO-BC 0843/2013 protocolado em 25.11.2013.

Esta avaliação consiste das seguintes etapas, a saber:

- a. Contratação de Embarcação para Realização do Imageamento;
- b. Realização do Imageamento dos Equipamentos Submarinos da UEP P-07;
- c. Avaliação Ambiental e estrutural dos equipamentos imageados da UEP P-07 para tomada de decisão de recolhimento/abandono definitivo dos mesmos;
- d. Elaboração do relatório final;
- e. Protocolo do Relatório Final com a proposta para destinação dos equipamentos submarinos da UEP P-07.

Após avaliação e definições feitas por este órgão ambiental baseadas no relatório de avaliação ambiental dos equipamentos submarinos da UEP de P-07 a Petrobras proporá um cronograma para destinação dos equipamentos submarinos.

1.7 – PROJETO DE MONITORAMENTO PÓS-DESCOMISSIONAMENTO (PMPD) DA P-07

Para avaliar os efeitos da atividade de produção de petróleo e gás sobre a qualidade do sedimento marinho após a finalização das atividades dos empreendimentos e seu respectivo descomissionamento, foi elaborado o Projeto de Monitoramento Ambiental Pós-Descomissionamento (PMPD), apresentado no Anexo 1.7-1.. 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.

1.8 – PROJETO DE COMUNICAÇÃO SOCIAL DA P-07

A Petrobras informa que os empregados próprios vinculados à P-07 serão aproveitados em outros projetos da Companhia, após a 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-07, serão apresentadas no Relatório de Atividades Realizadas.

II - CRONOGRAMA FÍSICO DO PROJETO

Na tabela II-1 apresentamos o cronograma de atividades para descomissionamento da unidade de P-07.

[illegible]

III. 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. 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.

Profissional	Aureliano Celso Freitas
Formação/Titulação	Técnico de Operações Senior
Registro no Conselho de Classe	----
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	459467
Capítulo/Ítem de responsabilidade	I.6.1, I.6.2, I.6.3, I.6.5, I.6.6, I.6.7, I.6.8, I.6.9 e I.6.10
Assinatura	_____

Profissional	Domingos Wanderley Carotta Mattea
Formação/Titulação	Engenheiro de Processamento Senior
Registro no Conselho de Classe	CRQ RJ 03313688
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	1224292
Capítulo/Ítem de responsabilidade	I, II e IV
Assinatura	_____

Profissional	Eduardo Hebert Zacaron Gomes
Formação/Titulação	Engenheiro de Equipamentos Pleno
Registro no Conselho de Classe	
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	
Capítulo/Ítem de responsabilidade	I.6.1, I.6.8, I.6.4 I.6.10, I.6.11 e I.6.13
Assinatura	_____

Profissional	Jose Henriques da Silva Tavares
Formação/Titulação	Técnico de Segurança Senior
Registro no Conselho de Classe	
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	2386233
Capítulo/Ítem de responsabilidade	
Assinatura	_____

Profissional	Luiz Marcelo de Castro Mesquita
Formação/Titulação	Engenheiro de Petróleo Pleno
Registro no Conselho de Classe	CREA DF 11.008/D
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	5517474
Capítulo/Ítem de responsabilidade	I.6.1, I.6.8, I.6.4, I.6.6, I.6.8 e I.6.10
Assinatura	_____

Profissional	Marcelo Moraes Vieira
Formação/Titulação	Engenheiro de Petróleo Pleno
Registro no Conselho de Classe	
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	
Capítulo/Ítem de responsabilidade	I.6.5
Assinatura	<hr/>