

II.7.6 - Projeto de Desativação

O Projeto de Desativação estabelece diretrizes e critérios que serão implementados ao término das atividades, com vista à proteção e à manutenção da qualidade ambiental da região.

Conforme solicitado no Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA 011/09, são apresentados nesse projeto:

- a) Procedimentos para a desativação da atividade, envolvendo a limpeza e a remoção, e/ou reaproveitamento, da unidade de produção;
- b) A opção de retirada de todas as instalações submarinas, incluindo as linhas de escoamento/transferência de óleo e gás, descrevendo, em qualquer hipótese, como serão as operações de limpeza das linhas;
- c) Apresentação dos procedimentos previstos para o abandono dos poços de produção e de injeção, levando-se em conta a Portaria ANP n° 25/02;
- d) Opções de reaproveitamento das estruturas existentes ou, por outro lado, as perspectivas de como se dará sua destinação final;
- e) A previsão de emissão de relatórios periódicos que atualizem o Projeto de Desativação à luz de novas tecnologias e legislações específicas que venham a surgir durante o período de operação do empreendimento, ou ainda, à luz da definição de novos usos para as estruturas existentes.

O projeto contempla, também, as medidas necessárias à mitigação dos efeitos socioeconômicos negativos associados à desativação do empreendimento.

II.7.6.1 - Justificativa

A desativação de uma Unidade Estacionária de Produção (UEP) constitui-se em 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. Logo, o desenvolvimento e a implementação de um projeto de desativação deve ser capaz de gerenciar adequadamente os aspectos citados.

A gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (simbolizado como SMS) da Petrobras é uma política corporativa que consolida as melhores práticas, representando uma ferramenta para o aprimoramento contínuo dos seus procedimentos. Neste contexto, a desativação de uma UEP da Petrobras estará fundamentada em suas diretrizes de SMS, entre as quais citamos algumas:

- ★ **Conformidade Legal:** As atividades da empresa devem estar em conformidade com a legislação vigente nas áreas de segurança, meio ambiente e saúde;
- ★ **Avaliação e Gestão de Riscos:** Riscos inerentes às atividades da empresa devem ser identificados, avaliados e gerenciados, de modo a evitar a ocorrência de acidentes e/ou assegurar a minimização de seus efeitos;
- ★ **Operação e Manutenção:** As operações da empresa devem ser executadas de acordo com procedimentos estabelecidos e utilizando instalações e equipamentos adequados, inspecionados e em condições de assegurar o atendimento às exigências de segurança, meio ambiente e saúde;
- ★ **Gestão de Mudanças:** Mudanças, temporárias ou permanentes, devem ser avaliadas visando à eliminação e/ou minimização de riscos decorrentes de sua implantação;
- ★ **Contingência:** As situações de emergência devem estar previstas e serem enfrentadas com rapidez e eficácia visando à máxima redução de seus efeitos;
- ★ **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;
- ★ **Processo de Melhoria Contínua:** A melhoria contínua do desempenho em segurança, meio ambiente e saúde deve ser promovida em todos os níveis da empresa, de modo a assegurar seu avanço nessas áreas.

O trabalho aqui apresentado constitui o Projeto de Desativação das Unidades Estacionárias de Produção do Bloco BC-20, compreendidos pelos Campos de Papa-Terra e Maromba, com foco nos aspectos ambientais, aplicáveis as

unidades marítimas de produção dos Campos supracitados. Este Projeto servirá de base, no tocante às questões ambientais, para a execução da operação da desativação das plataformas, devendo ainda ser considerada as particularidades construtivas das Unidades, as tecnologias disponíveis à época da desativação, o surgimento de legislações sobre o tema e a possibilidade de novos usos para esta unidade.

Independentemente do tipo de instalação, os estudos de desmobilização de modo geral, devem incluir alternativas de remoção ou abandono, total ou parcial, definitivo ou temporário, para todas as instalações existentes, tanto de superfície como submarinas, de maneira a respeitar a legislação ambiental e os interesses da comunidade, bem como os aspectos relacionados à segurança e à saúde.

A operação de desativação das UEP do Bloco BC-20 seguirá as orientações do presente Projeto, bem como dos Projetos de Engenharia necessários à execução técnica, os quais estarão integrados com o primeiro e definirão procedimentos operacionais adequados à desativação.

Outro aspecto a destacar é que o desenvolvimento das atividades de desativação implicará na instalação, na Bacia de Campos, de bases de empresas especializadas neste tipo de operação, incluindo aquelas relacionadas à movimentação de carga, transporte marítimo e gerenciamento de resíduos, demandando mão-de-obra de diversos níveis de formação, contribuindo assim para o aquecimento do mercado de trabalho.

Com relação à mitigação dos efeitos socioeconômicos negativos relacionados à desativação das UEP do Bloco BC-20, as medidas mitigadoras aplicáveis a esta operação se encontram contempladas nos Projetos de Comunicação Social, Educação Ambiental e de Educação Ambiental dos Trabalhadores.

Considerando o longo período previsto para a operação das unidades de produção nos Campos de Papa-Terra e Maromba, esse projeto de desativação será revisado por ocasião da desativação das unidades e remetido novamente para esse órgão ambiental, de forma a considerar as exigências ambientais vigentes na época da desativação e as novas opções tecnológicas mais ambientalmente adequadas que surjam durante o período de operação.

II.7.6.2 - Objetivos

Objetivo Geral

Evitar riscos de poluição ao meio ambiente e minimizar quaisquer impactos decorrentes da desativação das UEP P-61, P-63 e FPSO do Campo de Maromba, que estão previstas para ocorrer em 2033, para a P-61 e P-63 e em 2025, para o FPSO do Campo de Maromba, destinando adequadamente as estruturas, equipamentos, tubulações, efluentes, resíduos, produtos químicos e materiais em geral provenientes da operação de desativação das UEP, bem como condicionando adequadamente os equipamentos submarinos destinando-os adequadamente.

Os objetivos específicos, metas, indicadores de implementação das metas, público alvo e metodologia serão apresentados de forma separada para cada UEP.

P-61

Objetivos Específicos

Para atendimento do objetivo geral foram estabelecidos os seguintes objetivos específicos:

- ★ Abandonar os poços de produção;
- ★ Lavar os risers do sistema de coleta e transferência da produção para remoção dos hidrocarbonetos do interior dos mesmos;
- ★ Despressurizar, drenar, lavar, inertizar e limpar as tubulações e equipamentos das plantas de processamento da produção de óleo e gás para remoção dos hidrocarbonetos;
- ★ Desconectar o Sistema de Coleta, com o objetivo de retirar os risers de produção do sistema de coleta;

- ★ Desconectar o Sistema de Transferência, com o objetivo de retirar as linhas de transferência da produção e cabos eletro-óticos (varal);
- ★ Destinação adequada dos risers do Sistema de Coleta e linhas de transferência da Unidade objetivando o destino adequado destes equipamentos;
- ★ Proceder a retirada de todos os produtos químicos não usados, encaminhando-os ao Píer de Imbetiba, onde serão destinados ao estoque de produtos químicos para posterior reutilização em outra unidade;
- ★ Retirar a unidade da locação e destiná-la adequadamente.

II.7.6.3 - Metas

Para o atendimento dos objetivos específicos propostos, as seguintes metas foram estabelecidas:

- ★ Proceder ao abandono de todos os poços conforme Portaria ANP n° 25/02.
- ★ Proceder a lavagem de todos os risers e linhas de transferência do Sistema de Coleta e Transferência da Produção, através da circulação da água do mar por estes dutos.
- ★ Proceder a depressurização de todas as linhas e equipamentos da Planta de processamento da Produção de Óleo e Gás;
- ★ Realizar a drenagem dos líquidos (petróleo, condensado de hidrocarbonetos e água de produção) presentes em todas as linhas e equipamentos da Planta de Produção de Óleo, visando o esgotamento dos mesmos do interior destas tubulações e equipamentos;
- ★ Proceder à lavagem de todas as linhas e equipamentos da Planta de processamento da Produção de Óleo e Gás, encaminhando os efluentes oleosos para o vaso de drenagem fechada;
- ★ Realizar a inertização de todas as linhas e equipamentos da Planta de Produção de Óleo e Gás, para fins de remoção dos gases residuais de hidrocarbonetos (petróleo) do interior destas tubulações e equipamentos;

- ★ Realizar a limpeza de todos os equipamentos da Planta de Produção de Óleo e Gás, dispondo adequadamente os resíduos oleosos removidos destas tubulações e equipamentos;
- ★ Proceder à retirada de todos os produtos químicos não usados, acondicionado-os adequadamente, encaminhando-os ao Píer de Imbetiba, onde serão destinados ao estoque de produtos químicos para posterior reutilização em outra unidade;
- ★ Desconectar os risers e as linhas, das Instalações de superfície, (previamente lavadas) e dos sistemas de cabeça de poço submarino;
- ★ Reutilizar todos os risers do sistema de coleta, linhas de transferência da produção e outras instalações submarinas em outros projetos, se possível. Não existindo previsão de reutilização imediata destas linhas, as mesmas podem ser posicionadas no leito marinho ou enviadas a BAVIT (dutos de transferência) e estaleiro (risers rígidos de produção), para estocagem, manutenção e reutilização em outros projetos;
- ★ Desconectar e retirar todo o sistema de ancoragem da UEP (tendões);
- ★ Transportar a unidade da locação (com sua Planta e Equipamentos de Processamento de Óleo e Gás, Utilidades de Sistema e de Utilidades Elétricas instalados em sua superfície) para um estaleiro ou base em terra, para fins de armazenamento ou disposição final da Plataforma.

II.7.6.4 - Indicadores de Implementações das Metas

Visando a avaliação do cumprimento das metas são propostos os Indicadores a seguir:

- ★ Percentual de dutos e instalações submarinas lavadas;
- ★ Percentual de tubulações e equipamentos das plantas de processamento de óleo e gás inertizados das UEP;
- ★ Percentual de equipamentos das plantas de processamento de óleo e gás limpos das UEP;
- ★ Percentual de produtos químicos retirados;
- ★ Percentual de reutilização das linhas e Instalações Submarinas;

- ★ Percentual de poços abandonados conforme a Portaria ANP no 25/02;
- ★ Percentual de remoção do sistema de ancoragem.

II.7.6.5 - Público Alvo

O público-alvo do Projeto de Desativação das UEP supracitadas compreende:

- ★ Os trabalhadores da PETROBRAS, incluindo empregados próprios e de empresas contratadas, envolvidos com o planejamento e a execução da operação de desativação;
- ★ O Órgão Ambiental IBAMA 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.

II.7.6.6 - Metodologia

Despressurização:

A despressurização dos equipamentos da Planta de Processamento de Óleo e Gás é conduzida por meio da abertura das válvulas de despressurização (BDV – Blow Down Valve) dos mesmos (cada equipamento ou vaso de pressão, exemplo Separador de Teste, possui uma BDV), através do acionamento de botoeiras (chaves manuais) localizadas na Sala de Controle de Produção da UEP. A abertura destas válvulas comunica o vaso de pressão ao coletor (header) do sistema de tocha (flare), o qual encaminha os gases de hidrocarbonetos (petróleo) do equipamento para o Vaso de Tocha e deste para o queimador da Unidade. O queimador realiza a queima destes gases, sendo geradas emissões atmosféricas constituídas principalmente de CO₂ (dióxido de carbono) e vapor de água e em menor quantidade os compostos NO_x (óxidos de nitrogênio), CO (monóxido de carbono), N₂O (óxido nitroso), CH₄ (metano), NMHC (hidrocarbonetos não-metânicos) e material particulado. Existem ainda válvulas de vent manuais para

complementação da despressurização dos vasos de pressão, as quais se interligam através de linhas ramais com o coletor do sistema de tocha.

A despressurização das linhas se realiza através da despressurização dos vasos de pressão aos quais estão interligadas, sendo complementada através da abertura de válvulas de vent (ventilação) manuais localizadas nos pontos altos das tubulações, as quais se interligam através de linhas ramais com o coletor do sistema de tocha.

Além de atender às diretrizes citadas acima, a atividade de despressurização seguirá o procedimento operacional específico da P-61 adequado às características da sua Planta de processamento de Óleo e Gás.

Drenagem:

A drenagem das linhas e equipamentos da Planta de Processamento de Óleo e Gás é conduzida por meio da abertura das válvulas de dreno manuais dos mesmos. A abertura destas válvulas comunica estas linhas e equipamentos ao coletor de dreno, o qual encaminha os líquidos (petróleo, condensado de hidrocarbonetos e água de produção) para o vaso de drenagem fechada. Deste vaso os líquidos são bombeados para o coletor de produção e deste transferidos pelas bombas multifásicas, através das linhas de transferência de fluidos (FTL), para a planta de processamento da produção da P-63, onde os hidrocarbonetos serão incorporados à produção de petróleo desta unidade e a água separada descartada para o mar com teor de óleos e graxas (TOG) máximo de 29 mg/l..

Além de atender às diretrizes citadas acima, a atividade de drenagem seguirá o procedimento operacional específico da P-61, adequado às características da sua Planta de processamento de Óleo e Gás.

Lavagem das Linhas e Planta de Processo:

A lavagem consiste na circulação de água industrial através da Planta de Processamento de Óleo e Gás, composta de Coletores (headers) de Produção e de Teste, tubulações, Separador de Teste, Lançadores de pig, Vaso de Drenagem Fechada, Vaso de Tocha e outros equipamentos. Os efluentes (água

oleosa = água + óleo removido) do processo de lavagem serão encaminhados para o vaso de drenagem fechada. Deste vaso os líquidos são bombeados para o coletor de produção e deste transferidos pelas bombas multifásicas, através das linhas de transferência de fluidos (FTL), para a planta de processamento da produção da P-63, onde os hidrocarbonetos serão incorporados à produção de petróleo desta unidade e a água separada descartada para o mar com teor de óleos e graxas (TOG) máximo de 29 mg/l.

Para a circulação da água será utilizada unidade de bombeio especialmente projetada para operações especiais tais como lavagens, a qual será conectada em pontos pré-estabelecidos para o bombeamento da água industrial através do sistema.

Além de atender às diretrizes citadas acima, a atividade de lavagem seguirá o procedimento operacional específico da P-61, adequado às características da sua Planta de processamento de Óleo e Gás.

Inertização:

A Inertização consiste na injeção e sopragem de Nitrogênio através das linhas e equipamentos da Planta de Processamento de Óleo e Gás, de modo a provocar a purga e exaustão de gases residuais de hidrocarbonetos do interior dos mesmos. As válvulas de depressurização (BDV – Blow Down Valve) e as válvulas de vent manuais dos equipamentos estarão abertas, comunicando estes, através de linhas ramais, ao coletor (header) do sistema de tocha (flare), o qual encaminhará os gases de hidrocarbonetos para o Vaso de Tocha e deste para o queimador da Unidade. O queimador realiza a queima destes gases, sendo geradas emissões atmosféricas constituídas principalmente de CO₂ (dióxido de carbono) e vapor de água, e em menor quantidade os compostos NO_x (óxidos de nitrogênio), CO (monóxido de carbono), N₂O (óxido nitroso), CH₄ (metano), NMHC (hidrocarbonetos não metânicos) e material particulado.

Além de atender às diretrizes citadas acima, a atividade de inertização seguirá o procedimento operacional específico da P-61, adequado às características da sua Planta de processamento de Óleo e Gás.

Limpeza Interna dos Equipamentos da Planta de Processamento:

Para a Limpeza interna dos equipamentos (vasos e tanques) da Planta de Processamento de Óleo e Gás, os mesmos são abertos para fins de remoção dos resíduos sólidos (resíduos oleosos) remanescentes do processo de lavagem. Antes da execução da limpeza, são realizadas medições de concentração de gás de hidrocarbonetos em diversos pontos (de linhas e equipamentos) selecionados da Planta, com o uso de instrumento denominado explosímetro, visando verificar a efetividade do processo de inertização e subsidiar os procedimentos de segurança a serem tomados na abertura e nos trabalhos no interior dos equipamentos. Os resíduos oleosos, acondicionados em tambores, serão transportados por rebocadores até o Píer de Imbetiba, de onde serão encaminhados para tratamento e disposição final.

Além de atender às diretrizes citadas acima, a atividade de limpeza dos equipamentos seguirá o procedimento operacional específico da P-61, adequado às características da sua Planta de processamento de Óleo e Gás, bem como o procedimento para a disposição do resíduo oleoso, integrante do Manual de Gerenciamento de Resíduos da Petrobras.

Após a inertização e limpeza de todos os equipamentos, as tubulações associadas serão raqueteadas e isoladas individualmente, de modo a mitigar os riscos de ignição em decorrência dos hidrocarbonetos por ventura existentes, como o óleo ainda aderido às paredes das tubulações.

Retirada de Produtos Químicos:

As atividades de retirada, movimentação, transferência e transporte dos tambores, bombonas ou tanques de produtos químicos, visando à utilização na(s) Planta(s) de Processamento de Óleo e Gás de outra(s) plataforma(s), seguem os procedimentos operacionais (das Plataformas envolvidas) de movimentação de carga de produtos químicos, os quais consideram os cuidados necessários à operação segura e à prevenção da poluição ocasionada por derrames acidentais.

Estes produtos químicos estarão devidamente caracterizados e identificados quanto aos riscos ao meio ambiente, segurança e saúde do trabalhador.

Abandono dos Poços de produção e de Injeção:

Descrevem-se a seguir os principais procedimentos a serem adotados para o abandono dos poços. Estes procedimentos foram consolidados a partir da Portaria ANP 25/02.

Os tampões de cimento a serem implementados nos poços obedecerão no mínimo aos requisitos da portaria 25/02 da ANP e das normas API e ABNT citadas na portaria.

Tanto no abandono permanente quanto no temporário, o intervalo do poço constrito entre tampões deverá ficar preenchido com uma barreira líquida.

No abandono permanente de poço, os seguintes procedimentos devem ser adotados nos intervalos de poço aberto:

- ★ deslocar os tampões de cimento de modo que cubram os intervalos permeáveis portadores de hidrocarbonetos ou aquíferos, ficando os topos e bases destes tampões, no mínimo, trinta metros acima e abaixo dos intervalos permeáveis respectivamente ou até o fundo do poço se a base do intervalo estiver a menos de 30 metros deste.
- ★ deslocar um tampão de cimento de, no mínimo, sessenta metros de comprimento de modo que sua base fique posicionada trinta metros abaixo da sapata do revestimento mais profundo.
- ★ No caso de existirem zonas de perda de circulação no intervalo aberto, assentar um tampão mecânico permanente próximo à sapata do revestimento mais profundo e deslocar um tampão de cimento de, no mínimo trinta metros de comprimento, acima do tampão mecânico.
- ★ No abandono permanente de poço, um dos seguintes procedimentos deve ser adotado para o isolamento de um intervalo canhoneado:
- ★ deslocar um tampão de cimento de modo a cobrir o intervalo canhoneado ficando o seu topo, no mínimo, trinta metros acima do topo do intervalo canhoneado e sua base fique, no mínimo, trinta metros abaixo da base

deste intervalo canhoneado, ou no topo de qualquer tampão preexistente no revestimento (tampão mecânico, tampão de cimento, colar, etc.), ou no fundo do poço, caso este tampão ou o fundo do poço esteja a menos de trinta metros abaixo do intervalo canhoneado; a seguir, efetuar a compressão; ou

- ★ assentar um tampão mecânico a não mais de trinta metros do topo do intervalo canhoneado e deslocar acima do tampão mecânico um tampão de cimento de, no mínimo, trinta metros de comprimento; ou
- ★ deslocar um tampão de cimento de, no mínimo, sessenta metros de comprimento de modo que a base desse tampão fique posicionada a não mais que trinta metros do topo do intervalo canhoneado.
- ★ O isolamento do intervalo canhoneado mais raso deve ser feito por um dos seguintes métodos:
 - ★ assentar um tampão mecânico permanente cerca de vinte metros acima do topo do intervalo canhoneado e deslocar um tampão de cimento de, no mínimo, trinta metros de comprimento acima desse tampão mecânico ou;
 - ★ deslocar um tampão de cimento de, no mínimo, sessenta metros de comprimento de modo que sua base fique posicionada a vinte metros do topo do intervalo canhoneado.
- ★ Caso parte de qualquer coluna de revestimento seja recuperada, a parte remanescente deverá ser isolada de acordo com o disposto a seguir:
 - ★ se o topo da parte remanescente da coluna de revestimento estiver dentro de uma outra coluna de revestimento, um dos métodos abaixo deverá ser seguido:
 - ★ deslocar um tampão de cimento de modo que sua base fique posicionada a trinta metros abaixo do topo da parte remanescente da coluna de revestimento e seu topo a trinta metros acima do topo da mesma coluna; ou assentar um tampão mecânico permanente a quinze metros acima do topo da parte remanescente da coluna de revestimento e imediatamente acima desse tampão mecânico, deslocar um tampão de cimento de, no mínimo, trinta metros de comprimento; ou deslocar um tampão de cimento de sessenta metros de comprimento de modo que sua base fique posicionada no máximo trinta metros acima do topo da parte

remanescente da coluna de revestimento. Se o topo da parte remanescente da coluna de revestimento estiver abaixo da sapata da coluna de revestimento de diâmetro imediatamente superior, além do previsto nos itens "a" ou "c" anteriores, concluir o abandono de acordo com o item 04 anteriormente citado.

No abandono permanente de poço completado o intervalo produtor deve ser isolado, assentando-se um tampão mecânico o mais próximo possível do topo da parte remanescente da coluna de produção e deslocando-se acima deste, um tampão de cimento de, no mínimo, sessenta metros.

No abandono permanente de poço, um tampão de superfície deverá ser deslocado, sendo que, no caso de poço no mar o tampão de superfície deverá ter, no mínimo, trinta metros de comprimento e seu topo deverá ser posicionado no intervalo entre cem e duzentos e cinqüenta metros do fundo do mar.

No abandono permanente de poço a Concessionária ou a Empresa de Aquisição de Dados deve remover da locação todos os equipamentos de poço instalados, de modo que, nas locações marítimas, em lâminas d'água de até oitenta metros, os equipamentos deverão ser removidos acima do fundo do mar, ou a vinte metros abaixo do fundo naquelas áreas sujeitas a processos erosivos imensos, de acordo com o disposto no sub item 4.6.2 do Regulamento aprovado pela Portaria 114, de 29 de julho de 2001.

Os poços, ao serem tamponados e abandonados, terão suas coordenadas registradas em cadastros Petrobras e nas cartas para gerenciamento futuro de obstáculos dentro do campo de petróleo. Além disto, serão preenchidos e enviados à ANP, os formulários de aviso antecipado e notificação de abandono de cada poço, na forma do disposto na Portaria ANP N° 25/2002.

Lavagem dos Risers de Produção:

A limpeza dos risers de produção consistirá inicialmente na injeção de diesel no reservatório através da coluna de produção no interior dos risers a partir das instalações de superfícies (ANS). Após a injeção de diesel, as linhas serão limpas através da circulação de água do mar a partir do espaço anular formado pelo riser

e coluna de produção no seu interior. Os risers serão considerados limpos quando a água proveniente da lavagem atingir Teor de Óleos e Graxas (TOG) não superior a 20 mg/L, conforme Resolução CONAMA 357/05. A estimativa de geração de água oleosa na lavagem dos risers do poço será de cerca de cinco vezes o volume interno dos mesmos.

Ao longo da execução da atividade de limpeza, serão feitas amostragens da água de lavagem, para fins de determinação do TOG pelo Método Espectrofotometria de Absorção Molecular (Padrão PETROBRAS E&P – PE-5ED-00062), cujas análises serão realizadas no Laboratório das UEP. O efluente de água oleosa será encaminhado para os tanques *Slops* da UEP.

Os efluentes estocados nos tanques após limpeza dos risers da P-61 serão transferidos a P-63 através das linhas de transferência de fluidos do varal e dela para para navios aliviadores através de operação de *offloading*, sendo os efluentes enviados para os terminais em terra para tratamento e a devida destinação final.

A limpeza das linhas flexíveis de transferência do varal será realizada conforme os procedimentos para lavagem das linhas flexíveis..

Desconexão do Sistema de Coleta - Destinação das Linhas e Instalações Submarinas:

A desconexão dos risers de produção da P-61 se dará após a lavagem dos mesmos a partir da própria TLWP, uma vez que esta possuirá os equipamentos necessários (sonda de *workover*) para instalá-los e desinstalá-los. Os risers serão transportados por balsas até estaleiro em terra. Estas atividades serão executadas conforme Estudo Ambiental contendo a Descrição das atividades, a Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais, a Identificação e Avaliação de impactos Ambientais e as Medidas Mitigadoras, tipo de Estudo elaborado e encaminhado normalmente ao IBAMA quando da Solicitação de Anuência Prévia, em atendimento à Cláusula sétima, § 1º do TAC de Produção.

Retirada da TLWP do Campo de Produção:

Para a retirada da P-61, módulos temporários de flutuação são instalados nos tendões. A P-61 é então lastreada de forma que seja possível a desconexão dos conectores de topo dos tendões dos receptáculos da P-61. Os módulos de flutuação e cabos mensageiros instalados para esta operação garantem a estabilidade dos tendões e a segurança da operação. Depois de completada a desconexão de todos os tendões, a P-61 é deslastreada e os cabos mensageiros podem ser retirados. Neste momento a P-61 já está livre e é rebocada com auxílio de AHTS.

Para a retirada dos tendões é necessário desconectá-los da fundação. Esta desconexão é feita eliminando-se a tração (retirando-se o módulo de flutuação dos tendões) e rotacionando o tendão. A interface fundação-tendão é projetada para fácil conexão e desconexão sendo garantido o acoplamento sempre que o tendão estiver sob tração. Uma embarcação específica deverá ser contratada para a desinstalação dos tendões.

P-63

Objetivos Específicos

Para atendimento do objetivo geral foram estabelecidos os seguintes objetivos específicos:

- ★ Abandonar os poços de produção e de injeção de água e gás;
- ★ Lavar os dutos do sistema de coleta e árvores de natal molhadas, para remoção dos hidrocarbonetos do interior dos mesmos;
- ★ Desconectar o Sistema de Coleta, com o objetivo de retirar as linhas e instalações submarinas;
- ★ Destinação adequada das linhas, instalações submarinas (Árvore de Natal Molhada Horizontal dos poços satélites produtores, Árvore de Natal

Molhada convencional dos poços injetores) do Sistema de Coleta da Unidade objetivando o destino adequado destes equipamentos;

- ★ Despressurizar, drenar, lavar, inertizar e limpar as tubulações e equipamentos das plantas de processamento de óleo e gás para remoção dos hidrocarbonetos;
- ★ Proceder a retirada de todos os produtos químicos não usados, encaminhando-os ao Píer de Imbetiba, onde serão destinados ao estoque de produtos químicos para posterior reutilização em outra unidade;
- ★ Retirar a unidade da locação e destiná-la adequadamente.

II.7.6.3 - Metas

Para o atendimento dos objetivos específicos propostos, as seguintes metas foram estabelecidas:

- ★ Proceder ao abandono de todos os poços conforme Portaria ANP no 25/02.
- ★ Proceder a lavagem de todas as linhas e instalações submarinas do Sistema de Coleta da Unidade e injeção de gás, através da circulação da água do mar por estas tubulações e equipamentos.
- ★ Proceder a despressurização de todas as linhas e equipamentos da Planta de Processamento de Óleo e Gás;
- ★ Realizar a drenagem 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 de todas as linhas e equipamentos da Planta de Processamento de Óleo e Gás, encaminhando os efluentes oleosos para os tanques (Dirty Slop e Clean Slop);
- ★ 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;

- ★ 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;
- ★ Proceder à retirada de todos os produtos químicos não usados, normalmente utilizados na Planta de Processamento de Óleo e Gás, os acondicionando adequadamente e os encaminhado para Píer de Imbetiba, onde serão destinados ao estoque de produtos químicos para posteriormente serem reutilizados em uma nova unidade;
- ★ Desconectar as linhas previamente lavadas das árvores de natal dos poços e da UEP;
- ★ Reutilizar todas as linhas do sistema de coleta da produção e injeção e outras instalações submarinas em outros projetos, se possível. Não existindo previsão de reutilização imediata destes equipamentos, as mesmas podem ser posicionados no leito marinho ou enviados a BAVIT, para estocagem, manutenção e reutilização em outros projetos. Nos casos de abandono permanente dos poços de produção e de injeção, as ANM são retiradas, podendo ser reaproveitadas em projetos de outros poços;
- ★ Remover o sistema de ancoragem, constituído por âncoras, cabos e amarras;
- ★ Retirada da UEP do Campo de Produção;
- ★ Transportar a unidade da locação (com sua Planta e Equipamentos de Processamento de Óleo e Gás, Utilidades de Sistema e de Utilidades Elétricas instalados em sua superfície) para um estaleiro ou base em terra, para fins de armazenamento ou disposição final da Plataforma.

II.7.6.4 - Indicadores de Implementações das Metas

Visando a avaliação do cumprimento das metas são propostos os Indicadores a seguir:

- ★ Percentual de dutos e instalações submarinas lavadas;
- ★ Percentual de tubulações e equipamentos das plantas de processamento de óleo e gás inertizados das UEP;

- ★ Percentual de equipamentos das plantas de processamento de óleo e gás limpos das UEP;
- ★ Percentual de produtos químicos retirados;
- ★ Percentual de reutilização das linhas e Instalações Submarinas;
- ★ Percentual de poços abandonados conforme a Portaria ANP no 25/02;
- ★ Percentual de remoção do sistema de ancoragem.

II.7.6.5 - Público Alvo

O público-alvo do Projeto de Desativação das UEP supracitadas compreende:

- ★ Os trabalhadores da PETROBRAS, incluindo empregados próprios e de empresas contratadas, envolvidos com o planejamento e a execução da operação de desativação;
- ★ O Órgão Ambiental IBAMA 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 das plataformas.

II.7.6.6 - Metodologia

Despressurização:

A despressurização dos equipamentos da Planta de Processamento de Óleo e Gás é conduzida por meio da abertura das válvulas de despressurização (BDV – Blow Down Valve) dos mesmos (cada equipamento ou vaso de pressão, exemplo Separador de Produção, possui uma BDV), através do acionamento de botoeiras (chaves manuais) localizadas na Sala de Controle de Produção da UEP. A abertura destas válvulas comunica o vaso de pressão aos coletores (headers) do sistema de tocha (flare), o qual encaminha os gases de hidrocarbonetos (petróleo) do equipamento para os Vasos de Tocha de Alta e de Baixa Pressão e destes para o queimador da Unidade. O queimador realiza a queima destes

gases, sendo geradas emissões atmosféricas constituídas principalmente de CO₂ (dióxido de carbono) e vapor de água e em menor quantidade os compostos NO_x (óxidos de nitrogênio), CO (monóxido de carbono), N₂O (óxido nitroso), CH₄ (metano), NMHC (hidrocarbonetos não-metânicos) e material particulado. Existem ainda válvulas de vent manuais para complementação da despressurização dos vasos de pressão, as quais se interligam através de linhas ramais com o coletor do sistema de tocha.

A despressurização das linhas se realiza através da despressurização dos vasos de pressão aos quais estão interligadas, sendo complementada através da abertura de válvulas de vent (ventilação) manuais localizadas nos pontos altos das tubulações, as quais se interligam através de linhas ramais com o coletor do sistema de tocha.

Além de atender às diretrizes citadas acima, a atividade de despressurização seguirá o procedimento operacional específico da P-63, adequado às características da sua Planta de processamento de Óleo e Gás.

Drenagem:

A drenagem das linhas e equipamentos da Planta de Processamento de Óleo e Gás é conduzida por meio da abertura das válvulas de dreno manuais dos mesmos. A abertura destas válvulas comunica estas linhas e equipamentos ao coletor de dreno, o qual encaminha os líquidos (petróleo, condensado de hidrocarbonetos e água de produção) para o *Tanque Dirty Slop* do Sistema de Drenagem. Deste tanque, os líquidos são transferidos para um navio aliviador.

Além de atender às diretrizes citadas acima, a atividade de drenagem seguirá o procedimento operacional específico da P-63, adequado às características da sua Planta de processamento de Óleo e Gás.

Lavagem das Linhas e Planta de Processo:

A lavagem consiste na circulação de água industrial através da Planta de Processamento de Óleo e Gás, composta de Coletores (headers) de Produção e de Teste, tubulações, Degaseificadores, Separadores de Produção, Tratadores

Eletrostáticos, Hidrociclones, Vasos Flotadores, Vasos Depuradores de Gás, Lançadores e Recebedores de pig, Vasos de Tocha de Alta e de Baixa Pressão e outros equipamentos. Os efluentes (água oleosa = água + óleo removido) do processo de lavagem serão encaminhados para o *Tanque Dirty Slop* do Sistema de Drenagem e deste tanque, os líquidos são transferidos para um navio aliviador.

Para a circulação da água será utilizada unidade de bombeio especialmente projetada para operações especiais tais como lavagens, a qual será conectada em pontos pré-estabelecidos para o bombeamento da água industrial através do sistema.

Além de atender às diretrizes citadas acima, a atividade de lavagem seguirá o procedimento operacional específico da P-63, adequado às características da sua Planta de processamento de Óleo e Gás.

Inertização:

A Inertização consiste na injeção e sopragem de vapor de água ou Nitrogênio através das linhas e equipamentos da Planta de Processamento de Óleo e Gás, de modo a provocar a purga e exaustão de gases residuais de hidrocarbonetos do interior dos mesmos. As válvulas de despressurização (BDV – Blow Down Valve) e as válvulas de vent manuais dos equipamentos estarão abertas, comunicando estes, através de linhas ramais, aos coletores (headers) do sistema de tocha (flare), os quais encaminharão os gases de hidrocarbonetos para os Vasos de Tocha de Alta e de Baixa Pressão e deste para o queimador da Unidade. O queimador realiza a queima destes gases, sendo geradas emissões atmosféricas constituídas principalmente de CO₂ (dióxido de carbono) e vapor de água, e em menor quantidade os compostos NO_x (óxidos de nitrogênio), CO (monóxido de carbono), N₂O (óxido nitroso), CH₄ (metano), NMHC (hidrocarbonetos não metânicos) e material particulado.

Além de atender às diretrizes citadas acima, a atividade de inertização seguirá o procedimento operacional específico da P-63, adequado às características da sua Planta de processamento de Óleo e Gás.

Limpeza Interna dos Equipamentos da Planta de Processamento:

Para a Limpeza interna dos equipamentos (vasos e tanques) da Planta de Processamento de Óleo e Gás, os mesmos são abertos para fins de remoção dos resíduos sólidos (resíduos oleosos) remanescentes do processo de lavagem. Antes da execução da limpeza, são realizadas medições de concentração de gás de hidrocarbonetos em diversos pontos (de linhas e equipamentos) selecionados da Planta, com o uso de instrumento denominado explosímetro, visando verificar a efetividade do processo de inertização e subsidiar os procedimentos de segurança a serem tomados na abertura e nos trabalhos no interior dos equipamentos. Os resíduos oleosos, acondicionados em tambores, serão transportados por rebocadores até o Píer de Imbetiba, de onde serão encaminhados para tratamento e disposição final.

Além de atender às diretrizes citadas acima, a atividade de limpeza dos equipamentos seguirá o procedimento operacional específico da P-63, adequado às características da sua Planta de processamento de Óleo e Gás, bem como o procedimento para a disposição do resíduo oleoso, integrante do Manual de Gerenciamento de Resíduos da Petrobras.

Após a inertização e limpeza de todos os equipamentos, as tubulações associadas serão raqueteadas e isoladas individualmente, de modo a mitigar os riscos de ignição em decorrência dos hidrocarbonetos por ventura existentes, como o óleo ainda aderido às paredes das tubulações.

Retirada de Produtos Químicos:

As atividades de retirada, movimentação, transferência e transporte dos tambores, bombonas ou tanques de produtos químicos, visando à utilização na(s) Planta(s) de Processamento de Óleo e Gás de outra(s) plataforma(s), seguem os procedimentos operacionais (das Plataformas envolvidas) de movimentação de carga de produtos químicos, os quais consideram os cuidados necessários à operação segura e à prevenção da poluição ocasionada por derrames acidentais.

Estes produtos químicos estão devidamente caracterizados e identificados quanto aos riscos ao meio ambiente, segurança e saúde do trabalhador.

Lavagem das Linhas e Instalações Submarinas de Produção:

Após o fechamento das válvulas das árvores de natal, procede-se a lavagem das linhas de produção. A lavagem das linhas de produção consistirá inicialmente na injeção de diesel e desengraxante para facilitar a remoção do óleo aderido às linhas devido sua alta viscosidade. Esta operação será feita através da P-63 pela linha anular, passando através da válvula de *crossover* das árvores de natal, retornando pela linha de produção. Sendo este efluente (diesel + desengraxante + óleo) enviado para um dos tanques de óleo da UEP. Após a passagem do diesel, as linhas serão limpas através de circulação de água do mar. As linhas serão consideradas limpas quando a água proveniente da lavagem atingir Teor de Óleos e Graxas (TOG) não superior a 20 mg/L, conforme Resolução CONAMA 357/05. A estimativa de geração de água oleosa na lavagem das linhas do poço será de cerca de cinco vezes o volume interno das mesmas.

Ao longo da execução da atividade de limpeza, serão feitas amostragens da água de lavagem, para fins de determinação do TOG pelo Método Espectrofotometria de Absorção Molecular (Padrão PETROBRAS E&P – PE-5ED-00062), cujas análises serão realizadas no Laboratório das UEP. O efluente de água oleosa será encaminhado para os tanques *Slops* das UEP.

Os efluentes estocados nos tanques após limpeza das linhas serão transferidos para navios aliviadores através de operação de *offloading*, sendo os efluentes enviados para os terminais em terra para tratamento e a devida destinação final.

Preparação das Linhas de Injeção de Gás e Água:

As linhas que interligarão os poços injetores de água à P-63 não precisarão ser lavadas em função de transportarem somente água.

Para as linhas que interligarão os poços injetores de gás, possivelmente, haverá necessidade de injeção de biocida e sequestrante de oxigênio no interior

dos dutos, objetivando a conservação das mesmas e para evitar formação de gás, visto que poderão vir a serem reutilizadas. Este procedimento é realizado através da injeção de água do mar contendo biocida e sequestrante de oxigênio através do duto de injeção em direção ao poço, de maneira a preencher completamente o duto com esta mistura. O sequestrante de oxigênio utilizado poderá ser o Bissulfito de Sódio a 40% em concentração de 160 ppm. O biocida a ser utilizado poderá ser o Sulfato de Tetrahidroximetil Fosfônio (THPS) a 75% em concentração de 100 ppm.

Após término da operação de injeção de biocida e sequestrante de oxigênio, o poço será fechado. Para tanto as válvulas da ANM são fechadas através de controle hidráulico direto, sendo que seu correto fechamento é observado com auxílio de ROV (Veículo Operado Remotamente).

Nas linhas dos poços injetores de gás será realizada a injeção de nitrogênio para inertização das linhas. Após a inertização das linhas, as válvulas da ANM são fechadas.

Desconexão do Sistema de Coleta - Destinação das Linhas e Instalações Submarinas:

A desconexão, reutilização ou posicionamento no leito marinho das linhas são atividades que integram as operações de modificações em instalações submarinas, e visando a adoção de cuidados ambientais adequados, as mesmas serão executadas conforme Estudo Ambiental contendo a Descrição das atividades, a Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais, a Identificação e Avaliação de impactos Ambientais e as Medidas Mitigadoras, tipo de Estudo elaborado e encaminhado normalmente ao IBAMA quando da Solicitação de Anuência Prévia, em atendimento à Cláusula sétima, § 1º do TAC de Produção.

Retirada do FPSO do Campo de Produção:

A remoção do sistema de ancoragem é conduzida através de atividades realizadas com o apoio de embarcações tipo AHTS (embarcação de manuseio de âncora). A remoção do sistema de ancoragem integra as operações de

modificações em instalações submarinas e visando a adoção de cuidados ambientais adequados, a mesma será executada conforme Estudo Ambiental contendo a Descrição das Atividades, a Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais, a Identificação e Avaliação de Impactos Ambientais e as Medidas Mitigadoras, tipo de Estudo elaborado e encaminhado normalmente ao IBAMA quando da Solicitação de Anuência Prévia, em atendimento à Cláusula sétima, § 1º do TAC de Produção.

O transporte da unidade da locação para um estaleiro ou base em terra é realizado por rebocadores. No estaleiro, em função do novo destino da unidade (produção de outro campo de petróleo, transformação em plataforma de perfuração, etc.), os equipamentos poderão ser reaproveitados e encaminhados para outros empreendimentos ou reciclados como matéria-prima para a indústria.

FPSO do Campo de Maromba

Objetivos Específicos

Para atendimento do objetivo geral foram estabelecidos os seguintes objetivos específicos:

- ★ Abandonar os poços de produção e de injeção de água e gás
- ★ Lavar os dutos do sistema de coleta e escoamento da produção e outras instalações submarinas, para remoção dos hidrocarbonetos do interior dos mesmos;
- ★ Desconectar o Sistema de Coleta e escoamento, com o objetivo de retirar as linhas e instalações submarinas
- ★ Destinação adequada das linhas, instalações submarinas (ANMH – Árvore de Natal Molhada Horizontal dos poços satélites produtores, Árvore de Natal Molhada convencional do poço injetor de gás) do Sistema de Coleta da Unidade objetivando o destino adequado destes equipamentos.
- ★ Despressurizar, drenar, lavar, inertizar e limpar as tubulações e equipamentos das plantas de processamento de óleo e gás para remoção dos hidrocarbonetos;

- ★ Proceder a retirada de todos os produtos químicos não usados, encaminhando-os ao Píer de Imbetiba, onde serão destinados ao estoque de produtos químicos para posterior reutilização em outra unidade;
- ★ Retirar a unidade da locação e destiná-la adequadamente.

II.7.6.3 - Metas

Para o atendimento dos objetivos específicos propostos, as seguintes metas foram estabelecidas:

- ★ Proceder ao abandono de todos os poços conforme Portaria ANP no 25/02.
- ★ Proceder a lavagem de todas as linhas e instalações submarinas do Sistema de Coleta da Unidade e injeção de gás, através da circulação da água do mar por estas tubulações e equipamentos.
- ★ Proceder a despressurização de todas as linhas e equipamentos da Planta de Processamento de Óleo e Gás;
- ★ Realizar a drenagem 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 de todas as linhas e equipamentos da Planta de Processamento de Óleo e Gás, encaminhando os efluentes oleosos para os tanques;
- ★ 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;
- ★ 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;
- ★ Proceder à retirada de todos os produtos químicos não usados, normalmente utilizados na Planta de Processamento de Óleo e Gás, os

acondicionado adequadamente e os encaminhando para Píer de Imbetiba, onde serão destinados ao estoque de produtos químicos para posteriormente serem reutilizados em uma nova unidade;

- ★ Desconectar as linhas e instalações submarinas previamente lavadas das árvores de natal dos poços e da UEP;
- ★ Reutilizar todas as linhas do sistema de coleta da produção e injeção e outras instalações submarinas em outros projetos, se possível. Não existindo previsão de reutilização imediata destes equipamentos, os mesmos podem ser posicionados no leito marinho ou enviados a BAVIT, para estocagem, manutenção e reutilização em outros projetos. Nos casos de abandono permanente dos poços de produção e de injeção, as ANM são retiradas, podendo ser reaproveitadas em projetos de outros poços;
- ★ Remover todo o sistema de ancoragem, constituído por âncoras, cabos e amarras;
- ★ Retirada da UEP do Campo de Produção;
- ★ Transportar a unidade da locação (com sua Planta e Equipamentos de Processamento de Óleo e Gás, Utilidades de Sistema e de Utilidades Elétricas instalados em sua superfície) para um estaleiro ou base em terra, para fins de armazenamento ou disposição final da Plataforma.

II.7.6.4 - Indicadores de Implementações das Metas

Visando a avaliação do cumprimento das metas são propostos os Indicadores a seguir:

- ★ Percentual de dutos e instalações submarinas lavadas;
- ★ Percentual de tubulações e equipamentos das plantas de processamento de óleo e gás inertizados das UEP;
- ★ Percentual de equipamentos das plantas de processamento de óleo e gás limpos das UEP;
- ★ Percentual de produtos químicos retirados;
- ★ Percentual de reutilização das linhas e Instalações Submarinas;
- ★ Percentual de poços abandonados conforme a Portaria ANP no 25/02;

- ★ Percentual de remoção do sistema de ancoragem.

II.7.6.5 - Público Alvo

O público-alvo do Projeto de Desativação das UEP supracitadas compreende:

- ★ Os trabalhadores da PETROBRAS, incluindo empregados próprios e de empresas contratadas, envolvidos com o planejamento e a execução da operação de desativação;
- ★ O Órgão Ambiental IBAMA 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 das plataformas.

II.7.6.6 - Metodologia

Despressurização:

A despressurização dos equipamentos da Planta de Processamento de Óleo e Gás é conduzida por meio da abertura das válvulas de despressurização (BDV – Blow Down Valve) dos mesmos (cada equipamento ou vaso de pressão, exemplo Separador de Produção, possui uma BDV), através do acionamento de botoeiras (chaves manuais) localizadas na Sala de Controle de Produção da UEP. A abertura destas válvulas comunica o vaso de pressão ao coletor (header) do sistema de tocha (flare), o qual encaminha os gases de hidrocarbonetos (petróleo) do equipamento para o Vaso de Tocha e deste para o queimador da Unidade. O queimador realiza a queima destes gases, sendo geradas emissões atmosféricas constituídas principalmente de CO₂ (dióxido de carbono) e vapor de água e em menor quantidade os compostos NO_x (óxidos de nitrogênio), CO (monóxido de carbono), N₂O (óxido nitroso), CH₄ (metano), NMHC (hidrocarbonetos não-metânicos), SO_x (óxidos de enxofre, quando o gás queimado apresenta H₂S em sua composição) e material particulado. Existem ainda válvulas de vent manuais

para complementação da despressurização dos vasos de pressão, as quais se interligam através de linhas ramais com o coletor do sistema de tocha.

A despressurização das linhas se realiza através da despressurização dos vasos de pressão aos quais estão interligadas, sendo complementada através da abertura de válvulas de vent (ventilação) manuais localizadas nos pontos altos das tubulações, as quais se interligam através de linhas ramais com o coletor do sistema de tocha.

Além de atender às diretrizes citadas acima, a atividade de despressurização seguirá o procedimento operacional específico do FPSO do Campo de Maromba, adequado às características da sua Planta de processamento de Óleo e Gás.

Drenagem:

A drenagem das linhas e equipamentos da Planta de Processamento de Óleo e Gás é conduzida por meio da abertura das válvulas de dreno manuais dos mesmos. A abertura destas válvulas comunica estas linhas e equipamentos ao coletor de dreno, o qual encaminha os líquidos (petróleo, condensado de hidrocarbonetos e água de produção) para o *Slop Tank* do Sistema de Drenagem. Deste tanque, os líquidos são transferidos para um navio aliviador.

Além de atender às diretrizes citadas acima, a atividade de drenagem seguirá o procedimento operacional específico do FPSO do Campo de Maromba, adequado às características da sua Planta de processamento de Óleo e Gás.

Lavagem das Linhas e Planta de Processo:

A lavagem consiste na circulação de água industrial através da Planta de Processamento de Óleo e Gás, composta de Manifolds de superfície, Coletores (headers) de Produção, tubulações, Separadores de Produção, Tratadores Eletrostáticos, Vasos Depuradores de Gás, Lançadores e Recebedores de pig, Tanque de Drenagem, Vasos de Tocha e outros equipamentos. O efluente (água oleosa = água + óleo removido) será encaminhado para a Planta de Tratamento de Água oleosa da plataforma, onde será processado, sendo a água tratada descartada para o mar com a concentração máxima de óleo de 15 mg/l. O óleo

separado será bombeado através de oleoduto para outra plataforma, onde o mesmo será incorporado à produção de petróleo desta unidade.

Para a circulação da água será utilizada unidade de bombeio especialmente projetada para operações especiais tais como lavagens, a qual será conectada em pontos pré-estabelecidos para o bombeamento da água industrial através do sistema.

Além de atender às diretrizes citadas acima, a atividade de lavagem seguirá o procedimento operacional específico do FPSO do Campo de Maromba, adequado às características da sua Planta de processamento de Óleo e Gás.

Inertização:

A Inertização consiste na injeção e sopragem de vapor de água através das linhas e equipamentos da Planta de Processamento de Óleo e Gás, de modo a provocar a purga e exaustão de gases residuais de hidrocarbonetos do interior dos mesmos. As válvulas de depressurização (BDV – Blow Down Valve) e as válvulas de vent manuais dos equipamentos estarão abertas, comunicando estes, através de linhas ramais, ao coletor (header) do sistema de tocha (flare), o qual encaminhará os gases de hidrocarbonetos para o Vaso de Tocha e deste para o queimador da Unidade. O queimador realiza a queima destes gases, sendo geradas emissões atmosféricas constituídas principalmente de CO₂ (dióxido de carbono) e vapor de água, e em menor quantidade os compostos NO_x (óxidos de nitrogênio), CO (monóxido de carbono), N₂O (óxido nitroso), CH₄ (metano), NMHC (hidrocarbonetos não metânicos), SO_x (óxidos de enxofre, quando o gás queimado apresenta H₂S em sua composição) e material particulado.

Além de atender às diretrizes citadas acima, a atividade de inertização seguirá o procedimento operacional específico do FPSO do Campo de Maromba, adequado às características da sua Planta de processamento de Óleo e Gás.

Limpeza Interna dos Equipamentos da Planta de Processamento:

Para a Limpeza interna dos equipamentos (vasos e tanques) da Planta de Processamento de Óleo e Gás, os mesmos são abertos para fins de remoção dos

resíduos sólidos (resíduos oleosos) remanescentes do processo de lavagem. Antes da execução da limpeza, são realizadas medições de concentração de gás de hidrocarbonetos em diversos pontos (de linhas e equipamentos) selecionados da Planta, com o uso de instrumento denominado explosímetro, visando verificar a efetividade do processo de inertização e subsidiar os procedimentos de segurança a serem tomados na abertura e nos trabalhos no interior dos equipamentos. Os resíduos oleosos, acondicionados em tambores, serão transportados por rebocadores até o Píer de Imbetiba, de onde serão encaminhados para tratamento e disposição final.

Além de atender às diretrizes citadas acima, a atividade de limpeza dos equipamentos seguirá o procedimento operacional específico do FPSO do Campo de Maromba, adequado às características da sua Planta de processamento de Óleo e Gás, bem como o procedimento para a disposição do resíduo oleoso, integrante do Manual de Gerenciamento de Resíduos da Petrobras.

Após a inertização e limpeza de todos os equipamentos, as tubulações associadas serão raqueteadas e isoladas individualmente, de modo a mitigar os riscos de ignição em decorrência dos hidrocarbonetos por ventura existentes, como o óleo ainda aderido às paredes das tubulações.

Retirada de Produtos Químicos:

As atividades de retirada, movimentação, transferência e transporte dos tambores, bombonas ou tanques de produtos químicos, visando à utilização na(s) Planta(s) de Processamento de Óleo e Gás de outra(s) plataforma(s), seguem os procedimentos operacionais (das Plataformas envolvidas) de movimentação de carga de produtos químicos, os quais consideram os cuidados necessários à operação segura e à prevenção da poluição ocasionada por derrames acidentais. Estes produtos químicos estão devidamente caracterizados e identificados quanto aos riscos ao meio ambiente, segurança e saúde do trabalhador.

Abandono dos Poços de Produção e de Injeção:

Descrevem-se a seguir os principais procedimentos a serem adotados para o abandono dos poços. Estes procedimentos foram consolidados a partir da Portaria ANP 25/02.

Os tampões de cimento a serem implementados nos poços obedecerão no mínimo aos requisitos da portaria 25/02 da ANP e das normas API e ABNT citadas na portaria.

Tanto no abandono permanente quanto no temporário, o intervalo do poço constricto entre tampões deverá ficar preenchido com uma barreira líquida.

No abandono permanente de poço, os seguintes procedimentos devem ser adotados nos intervalos de poço aberto:

- ★ deslocar os tampões de cimento de modo que cubram os intervalos permeáveis portadores de hidrocarbonetos ou aquíferos, ficando os topos e bases destes tampões, no mínimo, trinta metros acima e abaixo dos intervalos permeáveis respectivamente ou até o fundo do poço se a base do intervalo estiver a menos de 30 metros deste.
- ★ deslocar um tampão de cimento de, no mínimo, sessenta metros de comprimento de modo que sua base fique posicionada trinta metros abaixo da sapata do revestimento mais profundo.
- ★ No caso de existirem zonas de perda de circulação no intervalo aberto, assentar um tampão mecânico permanente próximo à sapata do revestimento mais profundo e deslocar um tampão de cimento de, no mínimo trinta metros de comprimento, acima do tampão mecânico.
- ★ No abandono permanente de poço, um dos seguintes procedimentos deve ser adotado para o isolamento de um intervalo canhoneado:
- ★ deslocar um tampão de cimento de modo a cobrir o intervalo canhoneado ficando o seu topo, no mínimo, trinta metros acima do topo do intervalo canhoneado e sua base fique, no mínimo, trinta metros abaixo da base deste intervalo canhoneado, ou no topo de qualquer tampão preexistente no revestimento (tampão mecânico, tampão de cimento, colar, etc.), ou no

fundo do poço, caso este tampão ou o fundo do poço esteja a menos de trinta metros abaixo do intervalo canhoneado; a seguir, efetuar a compressão; ou

- ★ assentar um tampão mecânico a não mais de trinta metros do topo do intervalo canhoneado e deslocar acima do tampão mecânico um tampão de cimento de, no mínimo, trinta metros de comprimento; ou
- ★ deslocar um tampão de cimento de, no mínimo, sessenta metros de comprimento de modo que a base desse tampão fique posicionada a não mais que trinta metros do topo do intervalo canhoneado.
- ★ O isolamento do intervalo canhoneado mais raso deve ser feito por um dos seguintes métodos:
 - ★ assentar um tampão mecânico permanente cerca de vinte metros acima do topo do intervalo canhoneado e deslocar um tampão de cimento de, no mínimo, trinta metros de comprimento acima desse tampão mecânico ou;
 - ★ deslocar um tampão de cimento de, no mínimo, sessenta metros de comprimento de modo que sua base fique posicionada a vinte metros do topo do intervalo canhoneado.
- ★ Caso parte de qualquer coluna de revestimento seja recuperada, a parte remanescente deverá ser isolada de acordo com o disposto a seguir:
 - ★ se o topo da parte remanescente da coluna de revestimento estiver dentro de uma outra coluna de revestimento, um dos métodos abaixo deverá ser seguido:
 - ★ deslocar um tampão de cimento de modo que sua base fique posicionada a trinta metros abaixo do topo da parte remanescente da coluna de revestimento e seu topo a trinta metros acima do topo da mesma coluna; ou assentar um tampão mecânico permanente a quinze metros acima do topo da parte remanescente da coluna de revestimento e imediatamente acima desse tampão mecânico, deslocar um tampão de cimento de, no mínimo, trinta metros de comprimento; ou deslocar um tampão de cimento de sessenta metros de comprimento de modo que sua base fique posicionada no máximo trinta metros acima do topo da parte remanescente da coluna de revestimento. Se o topo da parte remanescente da coluna de revestimento estiver abaixo da sapata da

coluna de revestimento de diâmetro imediatamente superior, além do previsto nos itens "a" ou "c" anteriores, concluir o abandono de acordo com o item 04 anteriormente citado.

No abandono permanente de poço completado o intervalo produtor deve ser isolado, assentando-se um tampão mecânico o mais próximo possível do topo da parte remanescente da coluna de produção e deslocando-se acima deste, um tampão de cimento de, no mínimo, sessenta metros.

No abandono permanente de poço, um tampão de superfície deverá ser deslocado, sendo que, no caso de poço no mar o tampão de superfície deverá ter, no mínimo, trinta metros de comprimento e seu topo deverá ser posicionado no intervalo entre cem e duzentos e cinquenta metros do fundo do mar.

No abandono permanente de poço a Concessionária ou a Empresa de Aquisição de Dados deve remover da locação todos os equipamentos de poço instalados, de modo que, nas locações marítimas, em lâminas d'água de até oitenta metros, os equipamentos deverão ser removidos acima do fundo do mar, ou a vinte metros abaixo do fundo naquelas áreas sujeitas a processos erosivos imensos, de acordo com o disposto no sub item 4.6.2 do Regulamento aprovado pela Portaria 114, de 29 de julho de 2001.

Os poços, ao serem tamponados e abandonados, terão suas coordenadas registradas em cadastros Petrobras e nas cartas para gerenciamento futuro de obstáculos dentro do campo de petróleo. Além disto, serão preenchidos e enviados à ANP, os formulários de aviso antecipado e notificação de abandono de cada poço, na forma do disposto na Portaria ANP N° 25/2002.

Lavagem das Linhas e Instalações Submarinas de Produção:

Após o fechamento das válvulas das árvores de natal, procede-se a lavagem das linhas de produção. A lavagem das linhas de produção consistirá inicialmente na injeção de diesel e desengraxante para facilitar a remoção do óleo aderido às linhas devido sua alta viscosidade. Esta operação será feita através do FPSO do Campo de Maromba pela linha anular, passando através da válvula de *crossover* das árvores de natal, retornando pela linha de produção. Sendo este efluente

(diesel + desengraxante + óleo) enviado para um dos tanques de óleo da UEP. Após a passagem do diesel, as linhas serão limpas através de circulação de água do mar. As linhas serão consideradas limpas quando a água proveniente da lavagem atingir Teor de Óleos e Graxas (TOG) não superior a 20 mg/L, conforme Resolução CONAMA 357/05. A estimativa de geração de água oleosa na lavagem das linhas do poço será de cerca de cinco vezes o volume interno das mesmas.

Ao longo da execução da atividade de limpeza, serão feitas amostragens da água de lavagem, para fins de determinação do TOG pelo Método Espectrofotometria de Absorção Molecular (Padrão PETROBRAS E&P – PE-5ED-00062), cujas análises serão realizadas no Laboratório das UEP. O efluente de água oleosa será encaminhado para o tanque *Slop* da UEP.

Os efluentes estocados no tanque após limpeza das linhas serão transferidos para navios aliviadores através de operação de *offloading*, sendo os efluentes enviados para os terminais em terra para tratamento e a devida destinação final.

Preparação das Linhas de Injeção de Gás:

As linhas que interligarão os poços injetores de gás, possivelmente, necessitarão de injeção de biocida e sequestrante de oxigênio no interior dos dutos, objetivando a conservação das mesmas e para evitar formação de gás, visto que poderão vir a serem reutilizadas em outros projetos. Este procedimento é realizado através da injeção de água do mar contendo biocida e seqüestrante de oxigênio através do duto de injeção em direção ao poço, de maneira a preencher completamente o duto com esta mistura. O seqüestrante de oxigênio utilizado poderá ser o Bissulfito de Sódio a 40% em concentração de 160 ppm. O biocida a ser utilizado poderá ser o Sulfato de Tetrahydroximetil Fosfônio (THPS) a 75% em concentração de 100 ppm.

Após término da operação de injeção de biocida e seqüestrante de oxigênio, o poço será fechado. Para tanto as válvulas da ANM são fechadas através de controle hidráulico direto, sendo que seu correto fechamento é observado com auxílio de ROV (Veículo Operado Remotamente).

Nas linhas dos poços injetores de gás será realizada a injeção de nitrogênio para inertização das linhas. Após a inertização das linhas, as válvulas da ANM são fechadas.

Desconexão do Sistema de Coleta - Destinação das Linhas e Instalações Submarinas:

A desconexão, reutilização ou posicionamento no leito marinho das linhas são atividades que integram as operações de modificações em instalações submarinas, e visando a adoção de cuidados ambientais adequados, as mesmas serão executadas conforme Estudo Ambiental contendo a Descrição das atividades, a Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais, a Identificação e Avaliação de impactos Ambientais e as Medidas Mitigadoras, tipo de Estudo elaborado e encaminhado normalmente ao IBAMA quando da Solicitação de Anuência Prévia, em atendimento à Cláusula sétima, § 1º do TAC de Produção.

Retirada do FPSO do Campo de Produção:

A remoção do sistema de ancoragem é conduzida através de atividades realizadas com o apoio de embarcações tipo AHTS (embarcação de manuseio de âncora). A remoção do sistema de ancoragem integra as operações de modificações em instalações submarinas e visando a adoção de cuidados ambientais adequados, a mesma será executada conforme Estudo Ambiental contendo a Descrição das Atividades, a Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais, a Identificação e Avaliação de Impactos Ambientais e as Medidas Mitigadoras, tipo de Estudo elaborado e encaminhado normalmente ao IBAMA quando da Solicitação de Anuência Prévia, em atendimento à Cláusula sétima, § 1º do TAC de Produção.

O transporte da unidade da locação para um estaleiro ou base em terra é realizado por rebocadores. No estaleiro, em função do novo destino da unidade (produção de outro campo de petróleo, transformação em plataforma de perfuração, etc.), os equipamentos poderão ser reaproveitados e encaminhados para outros empreendimentos ou reciclados como matéria-prima para a indústria.

II.7.6.7 - Acompanhamento e Avaliação

Dentre os objetivos deste Projeto, consta a consolidação dos procedimentos e ações a serem empregados durante a desativação, prevendo a manutenção e revisão dos mesmos ao longo do desenvolvimento da Fase de Produção, de modo à adequá-los às novas tecnologias, tendências da indústria petrolífera e requisitos legais vigentes. Desta forma, o acompanhamento do desenvolvimento do Projeto inclui a revisão e atualização dos procedimentos, metas e indicadores, e neste caso a emissão do Projeto atualizado.

O acompanhamento deverá ocorrer mediante a comparação dos resultados esperados com os resultados parciais e totais obtidos e a avaliação será efetuada pelo Ativo de Produção da UO-BC (Unidade de Operações de Exploração e Produção da Bacia de Campos), responsável pela operação e desativação da plataforma.

Para execução deste processo, será criado um plano de ação baseado na revisão mais recente do projeto de desativação, contemplando as tarefas previstas no item II.7.6.6 Metodologia, permitindo o acompanhamento da evolução física durante a execução do mesmo. Este plano será discutido nas Reuniões de Análise Crítica do Ativo de Produção durante a implementação do projeto, permitindo a identificação de possíveis desvios, suas causas e conseqüências, a implementação das ações corretivas e preventivas para os mesmos, verificando sua eficácia e documentando quaisquer mudanças evidenciadas pelas incorporações das melhorias.

II.7.6.8 - Resultados Esperados

Ao final da desativação de cada plataforma são esperados os seguintes resultados:

- ★ Tratamento e destino adequado dos efluentes;
- ★ Destinação final adequada dos resíduos, estruturas metálicas, equipamentos, tubulações, dutos e materiais em geral;

- ★ Destino adequado dos produtos químicos;
- ★ Abandono dos poços de acordo com a Portaria ANP 25/02.

A obtenção destes resultados é condição necessária para o alcance do objetivo geral do projeto de desativação.

II.7.6.9 - Inter-Relação com Outros Projetos

O Projeto de Controle de Poluição estará diretamente relacionado com o Projeto de Desativação devido à necessidade de gerenciar, controlar e dar destinação adequada aos resíduos e efluentes gerados durante a operação de desativação, de acordo com as normas técnicas e requisitos legais aplicáveis, e desta forma o Projeto de Controle de Poluição fornecerá embasamento técnico nestes quesitos ao Projeto de Desativação.

O Plano de Gerenciamento de Riscos também estará diretamente relacionado com este projeto tendo em vista a necessidade de gerenciar os riscos inerentes às atividades da desativação.

O Projeto de Comunicação Social, na medida que esclarece o prazo de operação do empreendimento, contribui para conscientização da sociedade sobre o tempo de vida útil do empreendimento, alertando as autoridades locais quanto à necessidade de estímulo e desenvolvimento de novas atividades sócio-econômicas.

Outro projeto inter-relacionado com o Projeto de Desativação é o Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores, na medida em que este enfatiza junto a este público alvo os cuidados necessários à execução de suas atividades, incluindo aquelas inseridas na operação de desativação e as interferências das mesmas com o meio ambiente.

Cita-se também o Projeto de Educação Ambiental, o qual deverá promover junto aos grupos de interesse a discussão dos aspectos e impactos ambientais advindos da operação de desativação.

II.7.6.10 - Atendimento a Requisitos Legais e/ou Outros Requisitos

- ★ Resolution IMO A.672 (16), 19 de Outubro de 1989, “Guidelines and Standards for the Removal of Offshore Installations and Structures on the Continental Shelf and in the Exclusive Economic Zone”.
- ★ IMO “Draft Specific Guidance for Assessment of Platforms or Other Man-Made Structures at Sea”, Setembro de 2002.
- ★ Portaria ANP N.º 25, de 06 de Março de 2002, “Aprova o Regulamento de Abandono de Poços perfurados com vistas à Exploração ou Produção de petróleo e/ou gás”.
- ★ Resolução ANP nº 27, de 18 de outubro de 2006, “Aprova o Regulamento Técnico de Desativação de Instalações e Devolução de Áreas de Concessão na Fase de Produção.
- ★ Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/11 de 22/03/2011, determina diretrizes para apresentação, implementação e elaboração de relatórios do Projeto de Controle da Poluição, nos processos de licenciamento ambiental dos empreendimentos marítimos de exploração e produção de petróleo e gás.

II.7.6.11 - Cronograma Físico-Financeiro

É apresentado nas tabelas a seguir o cronograma físico-financeiro previsto para as etapas da operação de desativação das UEP P-61, P-63 e FPSO do Campo de Maromba.

Quadro II.7.6.11-1 - Custos e duração da desativação da plataforma P-63.

ETAPAS	DURAÇÃO (Dias)	CUSTOS (US\$ 1.000,00)
Limpeza das linhas para operação de desconexão do FPSO	4	361,14
Abandono Permanente dos Poços	299	33.385,21
Posicionamento das linhas no leito marinho	66	16.181,66
Inertização da P-63 e Limpeza dos Equipamentos da Planta	40	13.193,58
Remoção dos cabos e amarras de ancoragem	10	5.778,21
Remoção da P-63 da Locação	1	288,91
TOTAL	420	69.188,72

Quadro II.7.6.11-2 - Custos e duração da desativação da plataforma P-61.

ETAPAS	DURAÇÃO (Dias)	CUSTOS (US\$ 1.000,00)
Limpeza das linhas para operação de desconexão da P-61	3	441,39
Abandono Permanente dos Poços	236	9.416,34
Remoção dos Risers	61	18.113,08
Inertização da P-61 e Limpeza dos Equipamentos da Planta	20	8.795,72
Remoção dos Tendões	10	3.852,14
Remoção da P-61 da Locação	1	192,61
TOTAL	331	40.811,28

Quadro II.7.6.11-3 - Custos e duração da desativação da plataforma FPSO de Maromba.

ETAPAS	DURAÇÃO (Dias)	CUSTOS (US\$ 1.000,00)
Lavagem das linhas e instalações submarinas para operação de desconexão do FPSO	4	5.708,34
Inertização do FPSO e limpeza dos equipamentos da planta	40	2.324,37
Retirada dos produtos químicos	1	228,33
Desconexão do sistema de coleta	6	8.220,01
Destinação das linhas e instalações submarinas	60	29.512,12
Abandono dos poços	223	4.430,81
Remoção do FPSO da locação	11	1.376,03
TOTAL	331	40.811,28

II.7.6.12 - Responsabilidade Institucional Pela Implementação do Projeto

A instituição responsável pela implementação do Projeto de Desativação é a PETROBRAS / Unidade de Operações de Exploração e Produção da Bacia de Campos – UO-BC / Ativo de Produção Pólo Sul, com apoio da Gerência de Segurança, Meio Ambiente e Saúde – SMS da respectiva Unidade.

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

CEP: 27.913-350

Telefone: (22) 2763-6923

II.7.6.13 - Responsáveis Técnicos

O Responsável Técnico pelo Projeto de Desativação encontra-se identificado a seguir:

Nome:	Edney Sousa Arueira
Empresa:	PETROBRAS
Área profissional:	Engenheiro de Petróleo
Registro no Conselho de Classe:	CREA-RN 210278360-0
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental:	5238992
Telefone:	(22) 2753-6089
E-mail:	edney@petrobras.com.br
Assinatura:	

Obs.: A cópia do Certificado de Registro no Cadastro Técnico Federal do técnico supracitado é apresentada no Anexo II.14-1 - Equipe Técnica Petrobras.

II.7.6.14 - Referências Bibliográficas e Citações

Alvarenga, L.A. CEPEMAR - Serviços de Consultoria em Meio Ambiente LTDA. "Projeto de Desativação do FPSO Espadarte. Resposta ao Parecer Técnico ELPN/IBAMA no 181/03" Março 2004.

Ferreira, D.F. and Suslick, S.B. CEPETRO (UNICAMP). Decommissioning of Offshore Oil and Gás Installations: Economic and Fiscal Issues. 1a Ed. Campinas-SP, Editora Komedi, 2005.

Laboratório de Tecnologia Submarina – LTS/COPPE/UFRJ. Relatório Final "Recifes Artificiais de Rio das Ostras". Novembro de 2004.

Silva, M.H. UNIVALI – Universidade do Vale do Itajaí. "Plataformas de petróleo - pontos de encontro de peixes em alto-mar." Revista Ciência Hoje nº 183: Junho 2002.

UKOOA, 2006. Decommissioning options, <http://www.ukooa.co.uk/issues/decommissioning/index.htm>, acessado em 12.04.2006.

Velazquez, E.R. and Byrd, R.C. Twachtman Snyder & Byrd, Inc. "Gulf of México Deepwater Platform Decommissioning." 2003 Offshore Technology Conference, Houston.