

II.7.7. Projeto De Desativação

Este item apresenta os projetos de desativação e de descomissionamento dos sistemas de produção, coleta e escoamento de petróleo e gás natural das unidades atualmente instaladas na região dos campos de Marlim e Voador, bem como das unidades e sistemas submarinos que serão instalados nos Módulos 1 e 2 do Projeto de Revitalização dos referidos campos.

Visando atender ao solicitado no Termo de Referência TR SEI/IBAMA – 0687943, e, com base nas discussões realizadas com o IBAMA, devidamente registradas na Ata de Reunião SEI/IBAMA – 4815934, ocorrida em 14/março/2019, na sede do IBAMA no Rio de Janeiro, para que se proceda com a avaliação ambiental do projeto de Revitalização dos Campos de Marlim e Voador, faz-se necessário adotar premissas para a desativação e o descomissionamento das unidades atualmente instaladas.

Para fins de avaliação preliminar dos impactos ambientais do empreendimento, foi adotado como premissa que os dutos flexíveis dessas unidades serão integralmente removidos e os dutos rígidos e os equipamentos submarinos de grande porte serão abandonados definitivamente no leito marinho.

Ressalta-se que as avaliações e estudos para a definição da destinação final de cada estrutura serão apresentados individualmente nos projetos específicos de descomissionamento (PDs) das unidades instaladas, que serão submetidos ao IBAMA no período de outubro de 2019 a dezembro de 2020, após o protocolo do EIA do Projeto de Revitalização de Marlim.

Cabe também ressaltar que, conforme estabelecido no Termo de Referência, as seguintes ações previstas na desativação das estruturas existentes devem ser consideradas:

- *Descrição dos procedimentos para descomissionamento da atividade, envolvendo a limpeza e a remoção, e/ou reaproveitamento, da unidade;*
- *Avaliação comparativa das alternativas de desativação/descomissionamento de todas as instalações submarinas, incluindo as linhas de escoamento/transferência de óleo e gás, descrevendo como seriam as operações de limpeza das linhas;*
- *Apresentação dos procedimentos previstos para o abandono dos poços de produção e de injeção, levando-se em consideração os regulamentos técnicos da ANP e normas da Marinha do Brasil;*
- *Avaliação das opções de reaproveitamento das estruturas existentes ou as perspectivas de como se daria sua destinação;*
- *Previsão da emissão de atualizações do Projeto de Desativação das futuras instalações, com frequência definida pela perspectiva da vida útil do empreendimento, à luz de novas tecnologias, práticas e legislações específicas que venham a surgir durante o período de operação, ou ainda, à luz da definição de novos usos para as estruturas existentes;*
- *Medidas necessárias para mitigação dos efeitos socioeconômicos negativos associados à desativação dos empreendimentos, especialmente em relação a mão de obra das Unidades de Produção a serem desativadas;*
- *Programa de recuperação e monitoramento ambiental da área após a desativação.*

No entanto, com base no anteriormente esclarecido, tais itens do TR terão uma parcela apresentada no presente capítulo e o restante será apresentado posteriormente, nos PDs específicos de cada uma das unidades atualmente instaladas, os quais serão submetidos individualmente ao IBAMA.

II.7.7.1. Projeto de Desativação das Unidades e Sistemas Submarinos atualmente instalados nos Campos de Marlim e Voador

Este capítulo foi elaborado de forma a abranger os impactos ambientais relacionados às atividades executadas no âmbito dos projetos de desativação dos sistemas de produção, coleta e escoamento de petróleo e gás natural atualmente instalados. Para tal, foram adotadas as premissas de descomissionamento anteriormente apresentadas e foi considerado que as duas novas UEPs previstas no Projeto de Revitalização dos Campos de Marlim e Voador serão instaladas durante a realização dos projetos de desativação das unidades atualmente instaladas. Os impactos ambientais referentes à desativação dessas duas novas unidades serão considerados em um capítulo dedicado.

A fim de atender às diretrizes e requisitos apresentados no Termo de Referência, as seguintes informações serão apresentadas no decorrer do capítulo:

- Informações gerais sobre as unidades instaladas, inventário e avaliação de integridade dos sistemas e equipamentos submarinos de cada uma das unidades instaladas;
- Informações gerais sobre premissas para descomissionamento das unidades instaladas e alternativas para descomissionamento dos sistemas submarinos instalados;
- Informações gerais sobre interferências entre os sistemas submarinos atualmente instalados e os que serão instalados no projeto de revitalização;
- Prognóstico do quantitativo de resíduos que serão gerados na desativação das UEPs, embarcações de apoio e possíveis rejeitos radioativos (NORM/TENORM);
- Estimativa dos impactos ambientais sobre os meios físico e biótico, incluindo impactos nas formações coralíneas e algas calcárias decorrentes das atividades de descomissionamento das unidades atualmente instaladas;
- Avaliação geral dos impactos ambientais cumulativos e sinérgicos nas formações coralíneas devidos à instalação/operação das novas UEPs do

Projeto de Revitalização de Marlim que poderão ocorrer durante o descomissionamento das unidades atualmente instaladas;

- Avaliação geral dos efeitos socioeconômicos decorrentes da desativação das unidades atualmente instaladas.

A desativação das unidades e dos sistemas submarinos atualmente instalados, irá ocorrer de acordo com cronograma específico, cujos períodos estarão consistentes com as datas requeridas de desmobilização das UEPs em operação e de desconexão de poços para remanejamento e interligação dos mesmos nas novas UEPs que serão instaladas no Campo de Marlim e Voador.

Previamente à desativação dos sistemas submarinos, será realizada a limpeza dos dutos de coleta e de exportação de óleo e gás, de forma a assegurar que os fluidos contidos em tais dutos estarão com teor de água oleosa (após limpeza) inferior ao limite de 15 ppm.

De forma geral¹, as atividades de lavagem serão executadas após a depressurização das linhas de produção e de serviço dos poços, bem como dos umbilicais de controle eletro-hidráulicos. As linhas de produção serão inicialmente limpas através da circulação de óleo diesel pela linha de serviço, seguido de um período de repouso para facilitar a remoção do óleo aderido nas linhas. Além da lavagem das linhas de produção e de serviço, também serão lavadas as ANMs dos poços. Esses efluentes (óleo + diesel) serão encaminhados para um dos tanques de óleo das UEPs (no caso de FPSOs), e no caso de unidades Semi-submersíveis, serão encaminhados para outra UEP que for dotada de tanques de armazenamento de óleo.

Posteriormente, as linhas de produção e de serviço serão lavadas através de circulação de água do mar, até atingir um Teor de Óleos e Graxas (TOG) menor ou igual a 15 ppm, conforme estabelecido pela Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/2011. A circulação de água continuará até que este limite seja atingido.

¹ Pode haver variações na sequência de atividades de lavagem devido às condições de operação das linhas e tipo de fluido transportado, dentre outros fatores.

Os efluentes oleosos (diesel + óleo) estocados nos tanques de óleo das UEPs, após concluída a limpeza, serão transferidos para navios aliviadores através de operação de offloading, sendo posteriormente enviados para terminais costeiros.

Quanto aos efluentes gerados no processo de lavagem (água + óleo) dos sistemas de coleta, os mesmos serão estocados em tanques dos FPSO (Slops) e posteriormente encaminhados para o Separador de Água e Óleo (SAO) de cada unidade. Os efluentes gerados serão destinados de acordo com as normas e procedimentos vigentes e serão detalhados nos PDs específicos de cada unidade.

As datas de parada das unidades e das atividades de descomissionamento serão informadas e detalhadas em cronogramas específicos a serem apresentados nos PDs das unidades que serão submetidos ao IBAMA.

Conforme informado à esta COPROD, através da correspondência LMS/OMD 0007/2019, de 31/07/2019, as datas previstas para protocolo dos PDs das unidades dos campos de Marlim e Voador são apresentadas na Tabela II.7.7.1-1 abaixo:

Tabela II.7.7.1-1: Datas previstas para protocolo dos PDs das unidades dos campos de Marlim e Voador

Unidade em Operação	Data de Protocolo do PD
P-33	out-19
P-26	nov-19
P-37	1º trimestre de 2020
P-19	3º trimestre de 2020
P-20	3º trimestre de 2020
P-32	1º trimestre de 2020
P-18	4º trimestre de 2020
P-35	4º trimestre de 2020
P-47	4º trimestre de 2020
P-27	3º trimestre de 2020

A partir das datas previstas de parada de produção das unidades, terão início as atividades de parada de sistemas associados à planta de processo, desconexão das linhas dos poços (para abandono temporário ou definitivo) ou interligação dos

poços de interesse² nas novas UEPs. Apenas os sistemas necessários à realização das operações de desativação e garantia da habitabilidade e segurança da plataforma permanecerão operacionais.

Cabe ressaltar que a unidade P-27 já foi descomissionada, porém permanecem no fundo as linhas submarinas que estavam a ela conectadas. Já as unidades P-33 e P-37 tiveram sua produção interrompida em meados de 2019, conforme informado à DILIC/CGMAC através da carta UO-BC 0906/2019 de 26/08/2019.

Para efeitos de avaliação de impactos ambientais das novas UEPs e também para as linhas da P-27, será adotada a premissa de que as linhas serão removidas, no caso de flexíveis, ou serão mantidas no fundo, caso sejam linhas rígidas.

As datas previstas de início de produção das novas unidades de Marlim e Voador (UEP-1 e UEP-2) são, respectivamente, outubro de 2022 e janeiro de 2023. Portanto, somente a partir dessas datas, haverá o remanejamento ou interligação de poços das unidades que serão desativadas nas novas unidades.

Após a desconexão dos poços das unidades existentes, suas reinterligações nas novas UEPs serão executadas utilizando-se linhas novas, o que invariavelmente resultará em algumas superposições com as linhas antigas. Essa superposição, no entanto, não impossibilita a remoção das linhas antigas.

² Poços de interesse são poços que não serão abandonados definitivamente e farão parte do Projeto de Revitalização dos Campos de Marlim e Voador

A figura II.7.7.1-1 a seguir apresenta o cronograma geral englobando todas as unidades atualmente instaladas, com as datas previstas de parada de produção, de saídas da locação e os períodos de descomissionamento dos sistemas submarinos de cada uma das unidades.

Importante ressaltar que as datas e os períodos das atividades de descomissionamento ora apresentados são estimados, e serão confirmados na documentação dos PDs a serem submetidos ao IBAMA.

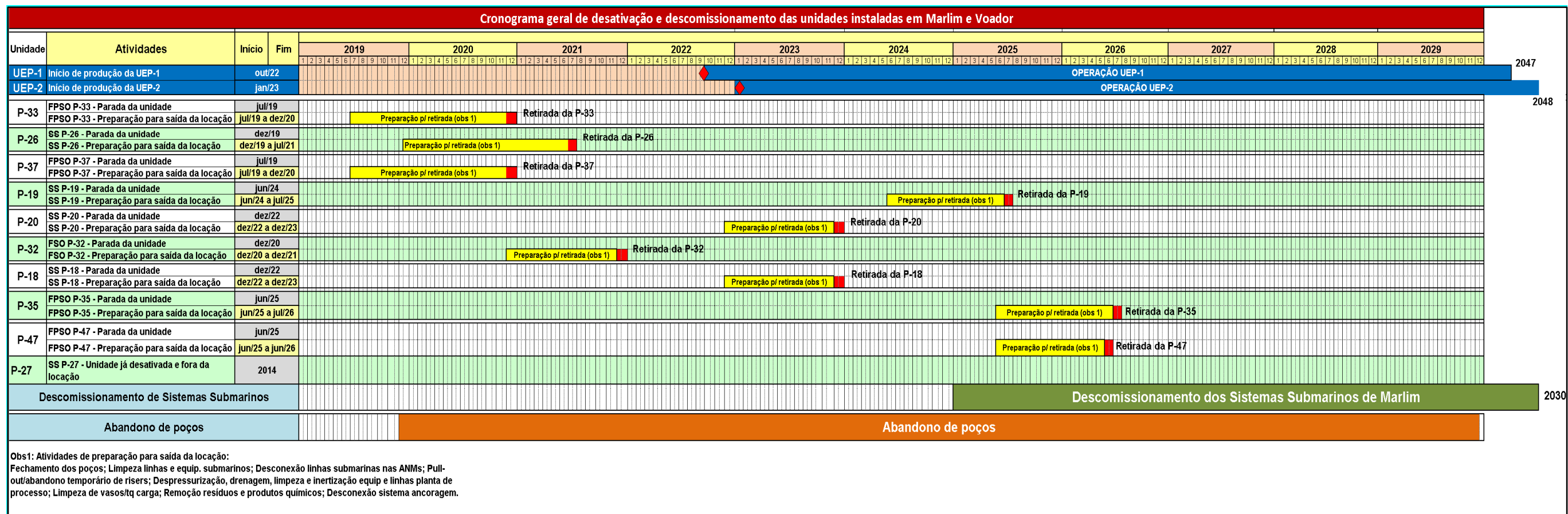


Figura II.7.7.1-1: Cronograma geral englobando todas as unidades atualmente instaladas

II.7.7.1.1. Informações gerais sobre as unidades instaladas nos campos de Marlim e Voador, e inventário e avaliação de integridade dos sistemas e equipamentos submarinos das unidades instaladas

Apresenta-se nos tópicos a seguir, de forma resumida, a descrição das unidades de produção dos campos de Marlim e Voador. Na sequência são apresentados o inventário de cada um dos sistemas submarinos de produção atualmente instalados, bem como a avaliação de integridade desses sistemas, incluindo equipamentos submarinos e linhas submarinas, e que visam complementar as informações referentes aos poços que serão futuramente remanejados para as duas novas unidades que serão instaladas. Atualmente estão instaladas na região dos Campos de Marlim e Voador, as seguintes unidades estacionárias de produção:

- Plataforma de Produção FPSO P-33
- Plataforma Semisubmersível de Produção P-26
- Plataforma de Produção FPSO P-37
- Plataforma Semisubmersível de Produção P-19
- Plataforma Semisubmersível de Produção P-20
- Plataforma de Produção/Tratamento FPSO P-32
- Plataforma Semisubmersível de Produção P-18
- Plataforma de Produção FPSO P-35
- Plataforma de Produção/Tratamento FPSO P-47

Conforme mencionado anteriormente, a unidade P-27 já foi descomissionada, porém permanecem no fundo as linhas submarinas que estavam a ela conectadas, e serão incluídas no inventário ora apresentado. As unidades P-33 e P-37 tiveram sua produção interrompida em meados de 2019.

A figura esquemática a seguir ilustra a malha de escoamento de gás e de óleo existentes na área dos campos de Marlim e Voador, com a interligação entre as unidades.

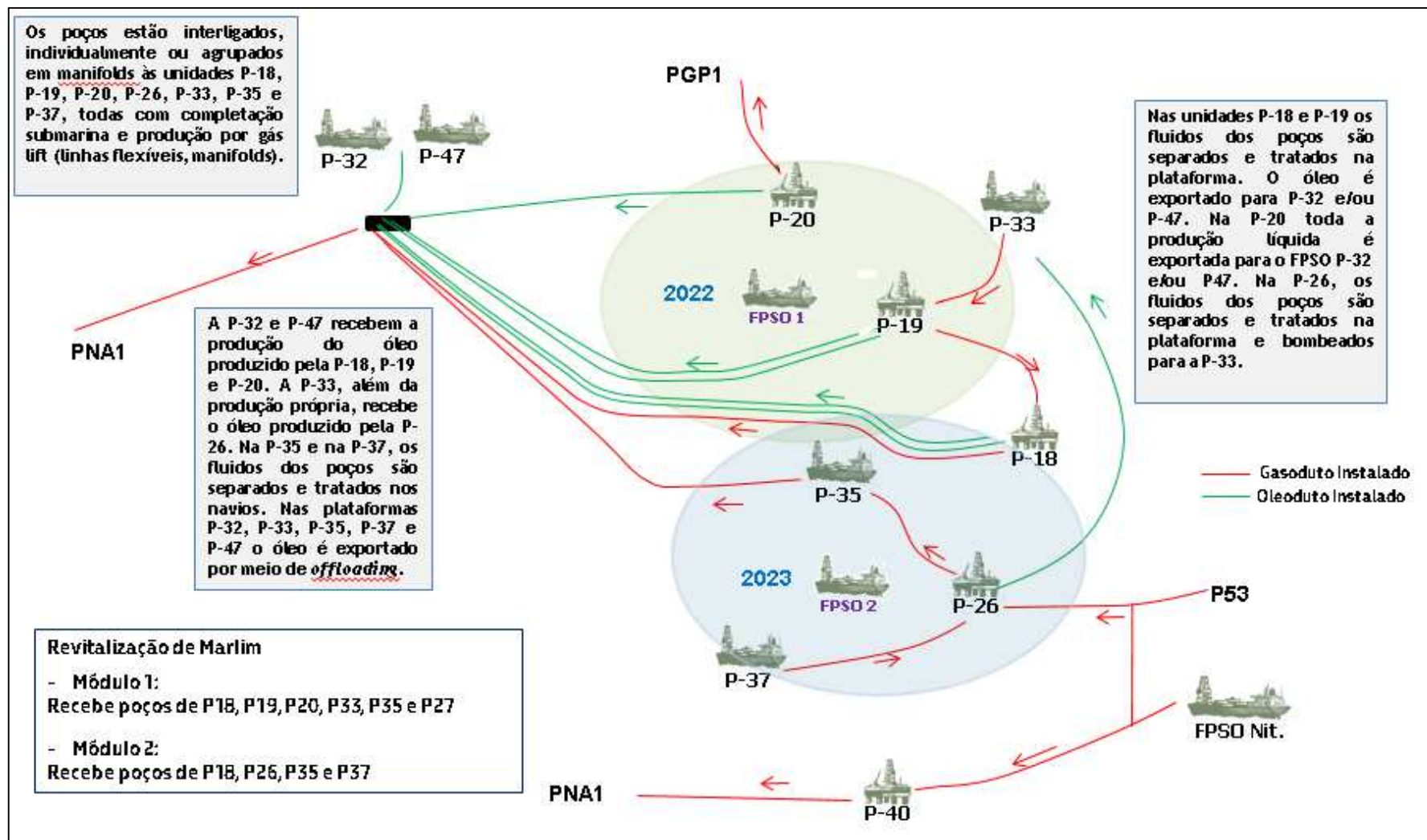


Figura II.7.7.1.1-1: Malha de escoamento de gás e de óleo existentes na área dos campos de Marlim e Voador

Para as novas UEPs (FPSO-1 e FPSO-2), os poços novos e existentes, os quais serão remanejados das unidades atualmente instaladas na região dos Campos de Marlim e Voador, com seus respectivos tipos de interligação (satélites ou através de manifolds) são apresentados nos Anexos II.2.1-1 e II.2.1-2, incluindo seus arranjos submarinos futuros de interligação nos FPSOs 1 e 2.

Conforme apresentado na Tabela II.2.1-3, item E do *Capítulo II.2.4 – Descrição das Atividades*, parte dos poços remanescentes dos sistemas de produção existentes serão gradativamente desativados e serão reinterligados aos novos FPSOs integrantes da Revitalização dos Campos de Marlim e Voador.

Assim, o FPSO-1 receberá um total de 41 poços remanejados de parte das unidades existentes, sendo 22 poços produtores e 19 poços de injeção de água.

Já o FPSO-2 receberá um total de 30 poços remanejados de parte das unidades existentes, sendo 16 poços de produção e 14 poços injetores de água.

Os poços que serão remanejados das unidades existentes e interligados ao FPSO-1 e ao FPSO-2 obedecerão a cronogramas específicos de desconexão, abandono definitivo ou fechamento temporário, dependendo do período definido para desativação das unidades em que os poços estarão originalmente conectados.

Assim, o cronograma de interligações desses poços no FPSO-1 e no FPSO-2 estarão associados aos cronogramas de desativação dos sistemas de produção existentes, que por sua vez serão definidos nos Projetos de Desativação de cada uma das unidades existentes, em cumprimento à condicionante 2.22 da Licença de Operação nº 1340/2016 (processo administrativo IBAMA/MMA nº 02022.000479/2016-15).

Os esquemas a seguir indicam os poços (remanejados e novos) que serão interligados no FPSO-1 e no FPSO-2, bem como de quais unidades serão desconectados.

POÇOS PARA O FPSO-1



Legenda:

POÇOS PRODUTORES DE ÓLEO

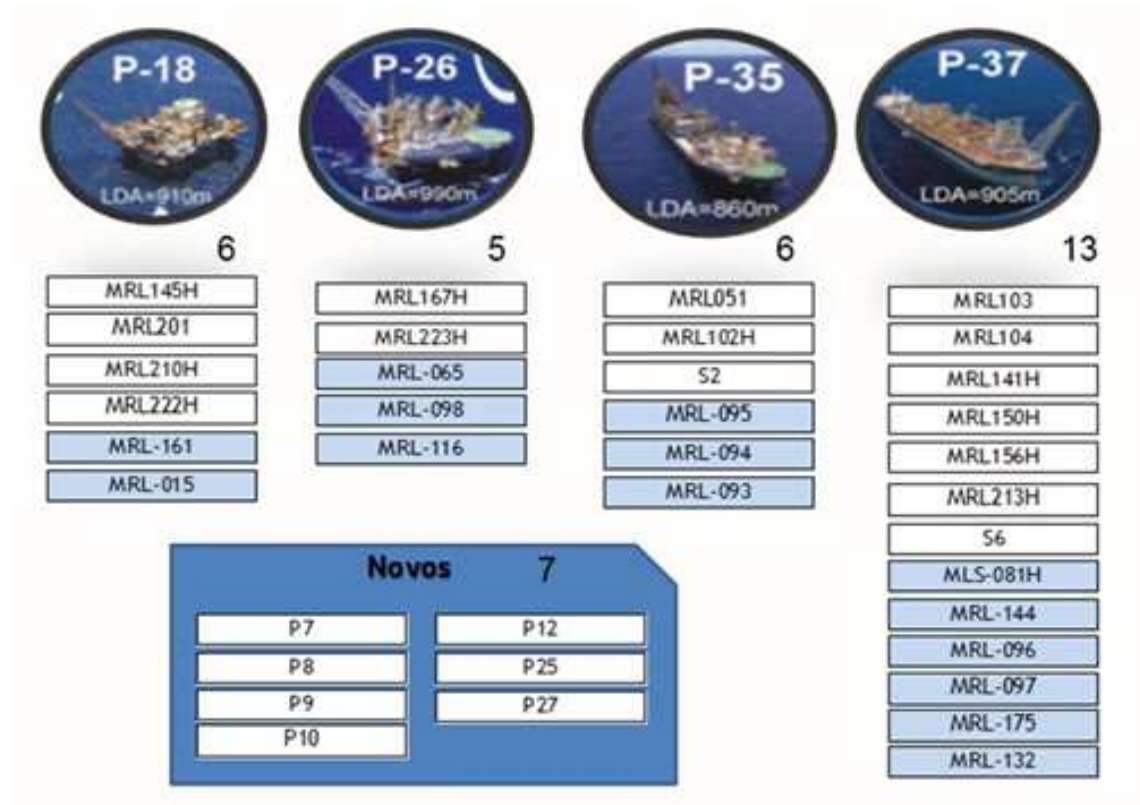
POÇOS DE INJEÇÃO DE ÁGUA

Figura II.7.7.1.1-2: Poços para o FPSO-1

Obs:

Os 5 poços “remanejados e não interligados” listados acima, indicam que tais poços se encontram temporariamente fechados, não estando atualmente interligados a nenhuma unidade existente.

POÇOS PARA O FPSO-2:



Legenda:

- POÇOS PRODUTORES DE ÓLEO
- POÇOS DE INJEÇÃO DE ÁGUA

Figura II.7.7.1.1-3: Poços para o FPSO-2

II.7.7.1.1.1. Descrição Geral da Plataforma de Produção FPSO P-33

A plataforma estacionária de produção P-33, instalada no campo de Marlim, a uma distância de 179 Km da costa e em uma profundidade de 780 metros, teve interrupção de sua produção em meados de 2019. A partir desta data teve início seu processo de descomissionamento.

A P-33 é uma plataforma do tipo FPSO (Figura II.7.7.1.1.1-1), dotada de *turret*, a qual armazena sua produção de óleo, transfere o óleo produzido por *offloading* para navios aliviadores e exporta sua produção de gás por meio de gasoduto para a plataforma P-19.



Figura II.7.7.1.1.1-1 – Plataforma Petrobras 33 (P-33)

A P-33 possui os seguintes poços em sua área (Tabela II.7.7.1.1.1-1)

Tabela II.7.7.1.1.2-1: Poços em sua área (P-33)

POCO_COLUNA	TIPO	FLUIDO	LAMINA_DAGUA
MRL 0055 RJSU	Injetor	AGUA	728
MRL 0057ARJSU	Injetor	AGUA	850
MRL 0083 RJSU	Produtor	OLEO	817
MRL 0088 RJSU	Produtor	OLEO	750
MRL 0089 RJSU	Produtor	OLEO	723
MRL 0090 RJSU	Injetor	AGUA	712
MRL 0099 RJSU	Produtor	OLEO	770
MRL 0109 RJSU	Produtor	OLEO	770
MRL 0127BRJSU	Produtor	OLEO	822
MRL 0179ARJSU	Produtor	OLEO	735
MRL 0181 RJSU	Injetor	AGUA	724
MRL 0200ARJSU	Produtor	OLEO	727
MRL 0220PRJSU	Produtor	OLEO	717

Os poços MRL-90, MRL-99 e MRL-181 são escopo do projeto de revitalização de Marlim, portanto não serão abandonados definitivamente.

Os poços MRL-57 MRL-88 MRL-89, MRL-109, MRL-220 e MRL-127 serão abandonados de forma definitiva e seus equipamentos serão descomissionados.

II.7.7.1.1.2. Descrição Geral da Plataforma de Produção Semissubmersível P-26

A plataforma estacionária de produção P-26, instalada no campo de Marlim, a uma distância de 180 Km da costa e em uma profundidade de 990 metros, tem previsão de interrupção total de sua produção no segundo semestre de 2019. A partir desta data terá início o seu processo de descomissionamento.

A P-26 é uma plataforma do tipo Semissubmersível (Figura II.7.7.1.1.2-1), que exporta sua produção de óleo por meio de oleoduto para a P-33 e seu gás é exportado por meio de gasodutos para P-37.



Figura II.7.7.1.1.2-1 – Plataforma Petrobras 26 (P-26)

A P-26 possui os seguintes poços em sua área (Tabela II.7.7.1.1.2-1)

Tabela II.7.7.1.1.2-1: P-26

PLATAFORMA	POCO COLUNA	TIPO	FLUIDO	LAMINA D'AGUA
P-26	MRL 0005	-	-	977
P-26	MRL-0050	-	-	1017
P-26	MRL 0058 RJSU	Produtor	OLEO	954
P-26	MRL 0059 RJSU	Produtor	OLEO	957
P-26	MRL 0060 RJSU	Produtor	OLEO	951
P-26	MRL 0061ARJSU	Injetor	AGUA	961
P-26	MRL 0065 RJSU	Injetor	AGUA	1029
P-26	MRL 0070 RJSU	Produtor	OLEO	957
P-26	MRL 0073 RJSU	Injetor	AGUA	958
P-26	MRL 0075 RJSU	Injetor	AGUA	960
P-26	MRL 0076ARJSU	Produtor	OLEO	976
P-26	MRL 0077 RJSU	Injetor	AGUA	960
P-26	MRL 0078 RJSU	Produtor	OLEO	972
P-26	MRL 0079 RJSU	Injetor	AGUA	956
P-26	MRL 0098 RJSU	Injetor	AGUA	981
P-26	MRL 0100 RJSU	Produtor	OLEO	1010
P-26	MRL 0115 RJSU	Produtor	OLEO	981
P-26	MRL 0116 RJSU	Injetor	AGUA	1002
P-26	MRL 0123PRJSU	Produtor	OLEO	1030
P-26	MRL 0126PRJSU	Produtor	OLEO	982
P-26	MRL 0136PRJSU	Produtor	OLEO	1018
P-26	MRL 0163PRJSU	Injetor	AGUA	975
P-26	MRL 0167PRJSU	Produtor	OLEO	1026
P-26	MRL 0177PRJSU	Produtor	OLEO	977
P-26	MRL 0194PRJSU	Produtor	OLEO	931
P-26	MRL 0203 RJSU	Produtor	OLEO	1040
P-26	MRL 0223PRJSU	Produtor	OLEO	1040

O projeto de revitalização do campo de Marlim prevê o reaproveitamento dos poços MRL-116, MRL-65, MRL-223, MRL-167, MRL-98.

Os poços MRL-58, MRL-61, MRL-73, MRL-75, MRL-77, MRL-79, MRL-100, MRL-115, MRL-163, MRL-123, MRL-126, MRL-136, MRL-177, MRL-194, MLS-79, MLS-106 serão abandonados de forma definitiva e seus equipamentos descomissionados.

II.7.7.1.1.3. Descrição Geral da Plataforma de Produção FPSO P-37

A plataforma estacionária de produção P-37, instalada a uma distância de 105 Km da costa e em uma profundidade de 905 metros, teve interrupção de sua produção em meados de 2019. A partir desta teve início o planejamento de seu processo de descomissionamento.

A P-37 é uma plataforma do tipo FPSO (Figura II.7.7.1.1.3-1), dotada de *turret*, a qual armazena sua produção de óleo, transfere o óleo produzido por *offloading* para navios aliviadores e exporta sua produção de gás por meio de gasoduto para a plataforma P-26.



Figura II.7.7.1.1.3-1 – Plataforma Petrobras 37 (P-37)

A P-37 possui os seguintes poços em sua área (Tabela II.7.7.1.1.3-1)

Tabela II.7.7.1.1.3-1: P-37

Poço	Tipo	Fluido	LDA
MRL 0085 RJSU	Produtor	OLEO	933
MRL 0086 RJSU	Produtor	OLEO	932
MRL 0087 RJSU	Produtor	OLEO	938
MRL 0096 RJSU	Injetor	AGUA	939
MRL 0097 RJSU	Injetor	AGUA	931
MRL 0101 RJSU	Produtor	OLEO	871
MRL 0103 RJSU	Produtor	OLEO	947
MRL 0104 RJSU	Produtor	OLEO	950
MRL 0105 RJSU	Injetor	AGUA	900
MRL 0111 RJSU	Produtor	OLEO	930
MRL 0114 RJSU	Injetor	AGUA	923
MRL 0120 RJSU	Injetor	AGUA	945
MRL 0131PRJSU	Produtor	OLEO	841
MRL 0132 RJSU	Injetor	AGUA	925
MRL 0138PRJSU	Produtor	OLEO	953
MRL 0139 RJSU	Injetor	AGUA	943
MRL 0141PRJSU	Produtor	OLEO	849
MRL 0144 RJSU	Injetor	AGUA	939
MRL 0147PRJSU	Produtor	OLEO	900
MRL 0149PRJSU	Produtor	OLEO	892
MRL 0150PRJSU	Produtor	OLEO	954
MRL 0152PRJSU	Produtor	OLEO	866
MRL 0154PRJSU	Produtor	OLEO	938
MRL 0156PRJSU	Produtor	OLEO	962
MRL 0165ARJSU	Injetor	AGUA	891
MRL 0175PRJSU	Injetor	AGUA	903
MRL 0211ARJSU	Injetor	AGUA	835
MRL 0213ARJSU	Produtor	OLEO	888
RJS 0488 RJ U	Injetor	AGUA	834
3-RJS-319	-	-	930
4-RJS-396	-	-	692
9-MRL-124	-	-	800
6-MRL-180	-	-	920
8-MLS-81HP-RJS	Injetor	AGUA	986

O projeto de revitalização do campo de Marlim prevê o reaproveitamento dos poços MLS-81, MRL-96, MRL-97, MRL-103, MRL-104, MRL-132, MRL-141, MRL-144, MRL-150, MRL-156, MRL-175 e MRL-213.

Os poços MLS-37, MRL-85, MRL-86, MRL-154, MRL-105, MRL-211, MRL-165, MRL-120, MRL-139, MRL-138, MRL-101, MRL-111, MRL-152, MRL-147, RJS-488, MLS-49, MRL-87 e MRL-114 serão abandonados de forma definitiva e seus equipamentos descomissionados.

II.7.7.1.1.4. Descrição Geral da Plataforma de Produção Semissubmersível P-19

A plataforma estacionária de produção P-19, instalada no campo de Marlim, a uma distância de 107 Km da costa e em uma profundidade de 770 metros, tem previsão de interrupção total da produção em junho de 2024. A partir desta data terá início o seu processo de descomissionamento.

A P-19 é uma plataforma do tipo Semissubmersível (Figura II.7.7.1.1.4-1), a qual exporta sua produção de óleo por meio de oleodutos para os FSOs P-32 e P-47 e seu gás por meio de gasoduto para a plataforma P-18.



Figura II.7.7.1.1.4-1 – Plataforma Petrobras 19 (P-19)

A P-19 possui os seguintes poços em sua área (Tabela II.7.7.1.1.4-1)

Tabela II.7.7.1.1.4-1: P-19

Poço	Tipo	Fluido	LDA
MRL 0002 RJSU	Produtor	OLEO	728
MRL 0006 RJSU	Injetor	AGUA	752
MRL 0009 RJSU	Produtor	OLEO	777
MRL 0037 RJSU	Injetor	AGUA	740
MRL 0039 RJSU	Injetor	AGUA	804
MRL 0040 RJSU	Produtor	OLEO	810
MRL 0041 RJSU	Injetor	AGUA	810
MRL 0042 RJSU	Produtor	OLEO	814
MRL 0043 RJSU	Produtor	OLEO	824
MRL 0044 RJSU	Injetor	AGUA	825
MRL 0046ARJSU	Produtor	OLEO	810
MRL 0047 RJSU	Produtor	OLEO	821
MRL 0048 RJSU	Injetor	AGUA	820
MRL 0049 RJSU	Produtor	OLEO	823
MRL 0052 RJSU	Injetor	AGUA	730
MRL 0053 RJSU	Produtor	OLEO	736
MRL 0054 RJSU	Produtor	OLEO	730
MRL 0074 RJSU	Produtor	OLEO	710
MRL 0084PRJSU	Produtor	OLEO	829
MRL 0112 RJSU	Produtor	OLEO	811
MRL 0169PRJSU	Produtor	OLEO	704
MRL 0183PRJSU	Produtor	OLEO	715
MRL 0188ARJSU	Produtor	OLEO	830
MRL 0191PRJSU	Injetor	AGUA	719
MRL 0212PRJSU	Produtor	OLEO	822
MRL 0218PRJSU	Produtor	OLEO	742
MRL 0224 RJSU	Produtor	OLEO	781
3-RJS-325	-	-	-

O projeto de revitalização do campo de Marlim prevê o reaproveitamento dos poços: MRL-6, MRL-37, MRL-39, MRL-41, MRL-42, MRL-48, MRL-52, MRL-53, MRL-112, MRL-169, MRL-183, MRL-191, MRL-212, MRL-218, MRL-224.

Os poços MRL-2, MRL-9, MRL-43, MRL-44, MRL-47, MRL-54, MRL-84, MRL-188 serão abandonados de forma definitiva e seus equipamentos descomissionados.

O grupo de poços: MRL-40, MRL-46, MRL-49, MRL-74 e RJS-325 já foi abandonado definitivamente.

II.7.7.1.1.5. Descrição Geral da Plataforma de Produção Semissubmersível P-20

A plataforma estacionária de produção P-20, instalada a uma distância de 107 Km da costa e em uma profundidade de 620 metros, tem previsão de interrupção total da produção em dezembro de 2022. A partir desta data terá início o seu processo de descomissionamento.

A P-20 é uma plataforma do tipo Semissubmersível (Figura II.7.7.1.1.5-1), que exporta sua produção de óleo por meio de oleoduto para os FSOs P-32 e P-47 e seu gás por meio de gasoduto para a plataforma fixa PGP- 1.



Figura II.7.7.1.1.5-1 – Plataforma Petrobras 20 (P-20)

A P-20 possui os seguintes poços em sua área (Tabela II.7.7.1.1.5-)

Tabela II.7.7.1.1.5-1: P-20

Poço	Tipo	Fluido	LDA
MRL 0003 RJSU	Produtor	OLEO	721
MRL 0008 RJSU	Produtor	OLEO	684
MRL 0010 RJSU	Produtor	OLEO	689
MRL 0056 RJSU	Produtor	OLEO	671
MRL 0062 RJSU	Produtor	OLEO	670
MRL 0063 RJSU	Produtor	OLEO	699
MRL 0072 RJSU	Produtor	OLEO	698
MRL 0185ARJSU	Produtor	OLEO	670
MRL 0187ARJSU	Produtor	OLEO	680
MRL 0199 RJSU	Produtor	OLEO	648
MRL 0206BRJSU	Produtor	OLEO	668
MRL 0226ARJSU	Produtor	OLEO	689
9-MRL-157	-	-	-

O projeto de revitalização do campo de Marlim prevê o reaproveitamento dos poços MRL-187, MRL-199, MRL-206, MRL-226; que estão conectados a unidade P-20. É previsto também reaproveitamento do poço MRL-66, que realizada a injeção de água na região produtora da P-20 e estava conectado e operado pela plataforma P-27.

Os poços MRL-3, MRL-62, MRL-72, MRL-227, MRL-008, MRL-185 serão abandonados de forma definitiva e seus equipamentos descomissionados.

Os poços MRL-10, MRL-56, MRL-63, MRL-157, já foram abandonados permanentemente.

II.7.7.1.1.6. Descrição Geral da Plataforma de Produção/Tratamento FPSO P-32

A plataforma estacionária de produção P-32, do tipo FSO, dotada de *turret* e atualmente instalada no campo de Marlim, a uma distância de aproximadamente 92 Km da costa e em uma profundidade de 160 metros, tem previsão de interrupção total da produção em dezembro de 2020. A partir desta data, terá início o seu processo de descomissionamento. O FSO P-32 recebe a produção das plataformas P-18, P-19 e P-20, todas do tipo Semissubmersível.



Figura II.7.7.1.1.6-1 – Plataforma Petrobras 32 (P-32)

Ao *turret* da plataforma P-32 estão interligadas 06 linhas submarinas de recebimento de óleo em configuração “*Pliant Wave*” (PW, ver esquema abaixo). Nesta configuração um trecho dos *risers* é dotado de flutuadores formando uma corcova elevada, e que é ancorada por meio de um sistema formado por um tendão de ancoragem e uma base de gravidade.

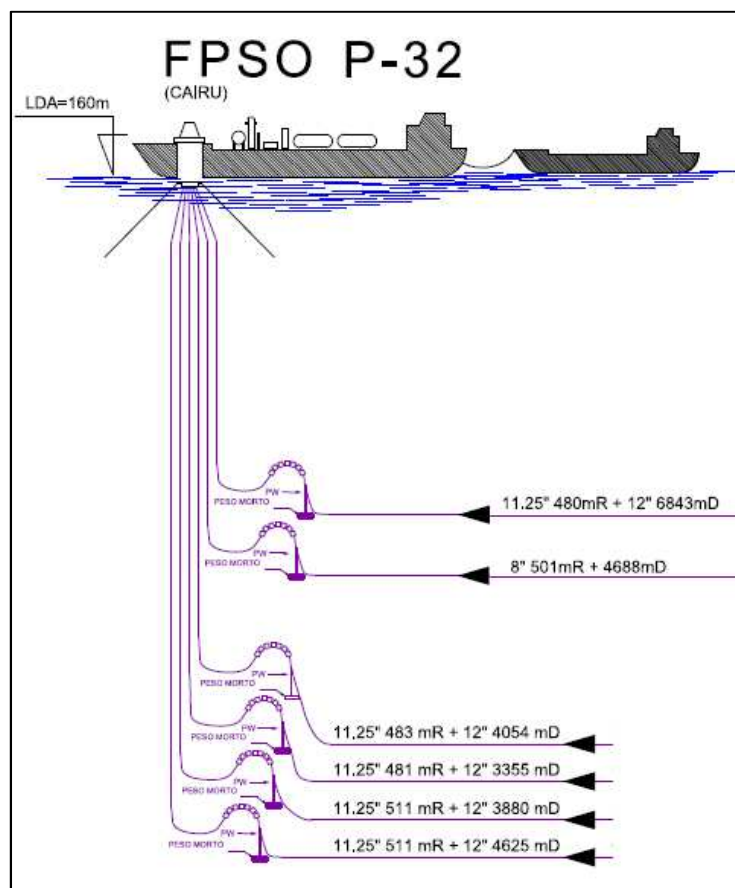


Figura II.7.7.1.1.6-2 – FPSO P-32

Não há poços interligados à plataforma P-32, pois esta unidade atua como unidade de tratamento do óleo recebido das plataformas P-18, P-19 e P-20. Após tratamento, o óleo é armazenado em seus tanques de carga e posteriormente transferido para navios aliviadores.

II.7.7.1.1.7. Descrição Geral da Plataforma de Produção Semissubmersível P-18

A plataforma estacionária de produção P-18, instalada no campo de Marlim, a uma distância de 107 Km da costa e em uma profundidade de 910 metros, tem previsão de interrupção total da produção em dezembro de 2022. A partir desta data terá início o seu processo de descomissionamento.

A P-18 é uma plataforma do tipo Semissubmersível (Figura II.7.7.1.1.7-1), que exporta sua produção de óleo por meio de oleodutos para os FSOs P-32 e P-47 e seu gás é exportado por meio de gasoduto para o MIS-MRL-1 e daí para PNA-1.



Figura II.7.7.1.1.7-1 – Plataforma Petrobras 18 (P-18)

A P-18 possui os seguintes poços em sua área (Tabela II.7.7.1.1.7-1)

Tabela II.7.7.1.1.7-1: P-18

PLATAFORMA	POÇO	TIPO	FLUIDO	LDA
P-18	MRL 0011 RJSU	Produtor	OLEO	918
P-18	MRL 0012 RJSU	Produtor	OLEO	975
P-18	MRL 0013 RJSU	Produtor	OLEO	895
P-18	MRL 0014 RJSU	Produtor	OLEO	880
P-18	MRL 0015 RJSU	Injetor	AGUA	938
P-18	MRL 0016 RJSU	Produtor	OLEO	880
P-18	MRL 0017 RJSU	Produtor	OLEO	938
P-18	MRL 0018 RJSU	Injetor	AGUA	895
P-18	MRL 0019 RJSU	Produtor	OLEO	880
P-18	MRL 0021 RJSU	Produtor	OLEO	879
P-18	MRL 0022 RJSU	Produtor	OLEO	925
P-18	MRL 0023 RJSU	Injetor	AGUA	950
P-18	MRL 0024 RJSU	Produtor	OLEO	980
P-18	MRL 0025 RJSU	Produtor	OLEO	902
P-18	MRL 0026ARJSU	Produtor	OLEO	950
P-18	MRL 0027 RJSU	Produtor	OLEO	918
P-18	MRL 0028 RJSU	Injetor	AGUA	950
P-18	MRL 0029 RJSU	Produtor	OLEO	950
P-18	MRL 0030 RJSU	Injetor	AGUA	895
P-18	MRL 0031 RJSU	Injetor	AGUA	950
P-18	MRL 0032 RJSU	Produtor	OLEO	937
P-18	MRL 0034 RJSU	Injetor	AGUA	930
P-18	MRL 0035 RJSU	Injetor	AGUA	880
P-18	MRL 0036 RJSU	Injetor	AGUA	883
P-18	MRL 0038 RJSU	Injetor	AGUA	903
P-18	MRL 0045 RJSU	Injetor	AGUA	860
P-18	MRL 0134PRJSU	Produtor	OLEO	880
P-18	MRL 0145 RJSU	Produtor	OLEO	962
P-18	MRL 0159PRJSU	Produtor	OLEO	922
P-18	MRL 0161PRJSU	Injetor	AGUA	1010
P-18	MRL 0173ARJSU	Produtor	OLEO	871
P-18	MRL 0196PRJSU	Produtor	OLEO	892
P-18	MRL 0201 RJSU	Produtor	OLEO	853
P-18	MRL 0205PRJSU	Produtor	OLEO	947
P-18	MRL 0210ARJSU	Produtor	OLEO	875
P-18	MRL 0215PRJSU	Produtor	OLEO	949
P-18	MRL 0222ARJSU	Produtor	OLEO	837
P-18	MRL-33	Injetor	-	890
P-18	RJS-326	Injetor	-	-

O projeto de revitalização do campo de Marlim prevê o reaproveitamento dos poços: MRL-015, MRL-018, MRL-030, MRL-038, MRL-045, MRL-161, MRL-173, MRL-201, MRL-210 e MRL-222.

Os poços: MRL-012, MRL-019, MRL-021, MRL-022, MRL-023, MRL-024, MRL-025, MRL-026, MRL-027, MRL-029, MRL-031, MRL-034, MRL-036, MRL-145, MRL-159, MRL-196, MRL-205 e MRL-215 serão abandonados de forma definitiva.

Os poços MRL-011, MRL-013, MRL-014, MRL-016, MRL-017, MRL-028, MRL-032, MRL-033, MRL-035, MRL-134 e RJS-326 já foram abandonados definitivamente.

II.7.7.1.1.8. Descrição Geral da Plataforma de Produção FPSO P-35

A plataforma estacionária de produção P-35, instalada no campo de Marlim, a uma distância de 175 Km da costa e em uma profundidade de 850 metros, em 1999, tem previsão de interrupção total da produção em junho de 2025. A partir desta data terá início o seu processo de descomissionamento.

A P-35 é uma plataforma do tipo FPSO (Figura II.7.7.1.1.8-1), dotada de *turret*, que armazena sua produção de óleo, transferindo-a por *offloading* para navios aliviadores, e exporta sua produção de gás por meio de gasoduto para o *manifold* MIS-MRL-1.



Figura II.7.7.1.1.8-1 – Plataforma Petrobras 35 (P-35)

A P-35 possui os seguintes poços em sua área (Tabela II.7.7.1.1.8-1)

Tabela II.7.7.1.1.8-1: P-35

Poço	Tipo	Fluido	LDA
MRL 0051 RJSU	Produtor	OLEO	790
MRL 0064 RJSU	Produtor	OLEO	851
MRL 0069 RJSU	Produtor	OLEO	780
MRL 0071 RJSU	Produtor	OLEO	774
MRL 0080 RJSU	Produtor	OLEO	766.5
MRL 0081 RJSU	Produtor	OLEO	766
MRL 0082 RJSU	Produtor	OLEO	763.5
MRL 0091 RJSU	Produtor	OLEO	780
MRL 0092 RJSU	Injetor	AGUA	811
MRL 0093 RJSU	Injetor	AGUA	880
MRL 0094 RJSU	Injetor	AGUA	880
MRL 0095 RJSU	Injetor	AGUA	902
MRL 0102 RJSU	Produtor	OLEO	880
MRL 0107 RJSU	Produtor	OLEO	897
MRL 0108PRJSU	Injetor	AGUA	814
MRL 0118 RJSU	Produtor	OLEO	836
MRL 0121PRJSU	Produtor	OLEO	888
MRL 0122PRJSU	Injetor	AGUA	835
MRL 0129ARJSU	Produtor	OLEO	816
MRL 0142ARJSU	Produtor	OLEO	840
MRL 0171PRJSU	Produtor	OLEO	790
MRL 0190PRJSU	Produtor	OLEO	748
MRL 0192 RJSU	Injetor	AGUA	749
MRL 0198PRJSU	Produtor	OLEO	787
MRL 0207 RJSU	Produtor	OLEO	775
MRL 0208BRJSU	Produtor	OLEO	777
1-RJS-219	-	-	850
7-MRL-67	-	-	836

O subsequente projeto de revitalização do campo de Marlim prevê o reaproveitamento dos poços MRL-92, MRL-93, MRL-94, MRL-95, MRL-102, MRL-108, MRL-171, MRL-192, MRL-207, MRL-51, MRL-198, MRL-82, MRL-122.

Os poços MRL-64, MRL-69, MRL-71, MRL-80, MRL-81, MRL-91, MRL-107, MRL-118, MRL-121, MRL-129, MRL-142, MRL-208, MRL-190 serão abandonados de forma definitiva e seus equipamentos serão descomissionados.

II.7.7.1.1.9. Descrição Geral da Plataforma de Produção/Tratamento FPSO P-47

A plataforma estacionária de produção P-47, instalada no campo de Marlim, a uma distância de aproximadamente 97 Km da costa e em uma profundidade de 190 metros, tem previsão de interrupção total da produção em junho de 2025. A partir desta data terá início o seu processo de descomissionamento.

A plataforma P-47 é dotada de *turret* e recebe atualmente a produção das plataformas P-18, P-19 e P-20, todas do tipo Semi-submersível.

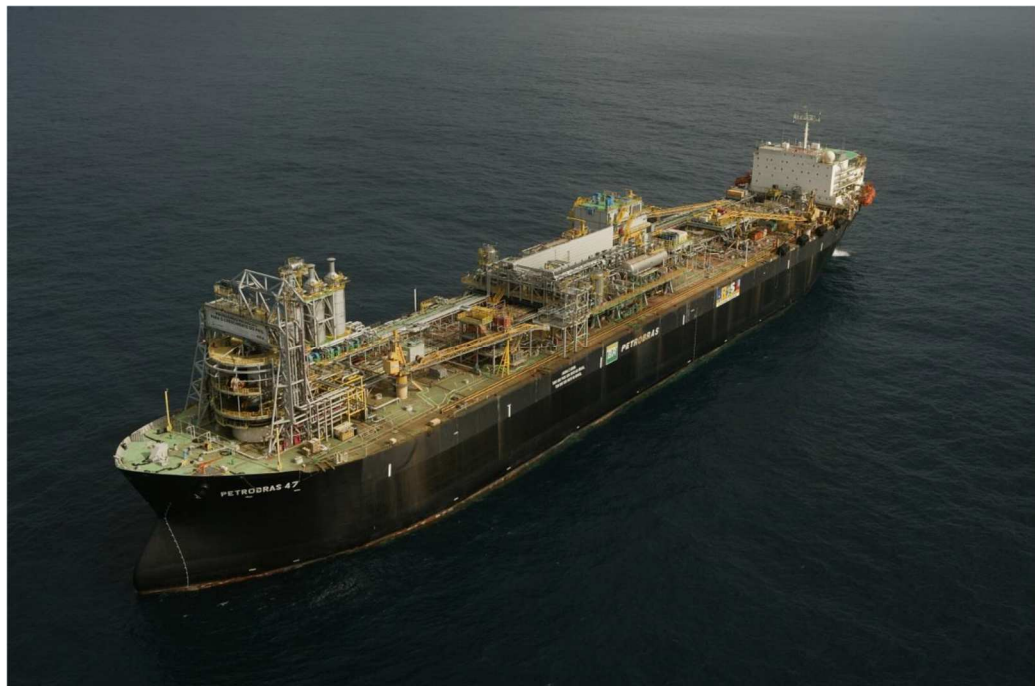


Figura II.7.7.1.1.9-1 – Plataforma Petrobras 47 (P-47)

Ao *turret* da plataforma P-47 estão interligadas 2 linhas submarinas de recebimento de óleo em configuração “*Pliant Wave*” (PW, ver esquema abaixo). Nesta configuração um trecho dos *risers* é dotado de flutuadores formando uma corcova elevada, e que é ancorada por meio de um sistema formado por um tendão de ancoragem e uma base de gravidade.

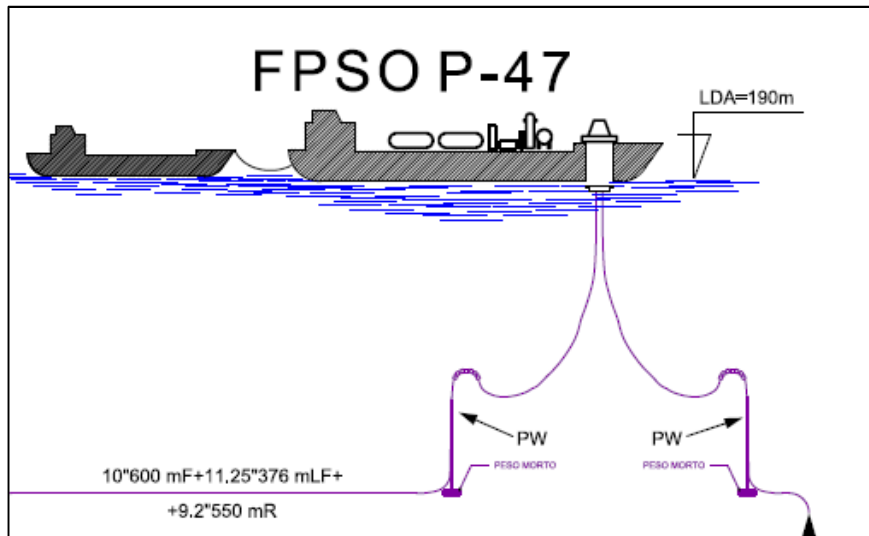


Figura II.7.7.1.1.9-2 – FPSO (P-47)

Não há poços interligados à plataforma P-47, pois esta unidade atua como unidade de tratamento do óleo recebido das plataformas P-18, P-19 e P-20. Após tratamento, o óleo é armazenado em seus tanques de carga e posteriormente transferido para navios aliviadores.

II.7.7.1.1.10. Descrição Geral da Plataforma de Produção Semi-submersível P-27 (já desativada)

A plataforma estacionária de produção P-27 esteve instalada no campo de Voador, a uma distância de aproximadamente 98 Km da costa e em uma profundidade de 533 metros, e teve sua produção interrompida em julho de 2013 para início do seu processo de desmobilização. Na ocasião todos os poços foram desconectados e as linhas flexíveis, bem como seu sistema de ancoragem, foram abandonados no leito marinho.

A P-27 é uma plataforma do tipo Semi-submersível (Figura II.7.7.1.1.10-1), que quando se encontrava em operação, exportava sua produção de óleo por meio de oleoduto para o *manifold* submarino MIS-MRL-2 e o gás era exportado por meio de gasoduto para o *manifold* submarino MIS-MRL-1 e daí para os FSOs P-32 e P-47.



Figura II.7.7.1.1.10-1 – Plataforma Petrobras 27 (P-27)

Dos poços anteriormente instalados, os poços produtores RJS-377, VD-02, VD-04, VD-012, VD-014, VD-016 e VD-017 foram abandonados temporariamente. O poço MRL-199 foi remanejado para a plataforma P-20.

A retomada da produção de alguns destes poços ocorrerá quando for instalada uma nova UEP nas proximidades da localização para desenvolver o campo de Voador. Os poços que não forem interligados nas novas UEPs serão abandonados definitivamente e as linhas serão removidas.

II.7.7.1.2. Inventário geral dos sistemas submarinos atualmente instalados nos campos de Marlim e Voador

As tabelas II.7.7.1.2-1 e II.7.7.1.2-2 a seguir, apresentam, respectivamente, o inventário e os quantitativos estimados (comprimentos e pesos) de linhas e equipamentos submarinos e dos materiais dos sistemas de ancoragem correspondentes às unidades atualmente instaladas nos Campos de Marlim e Voador. Os valores ora apresentados são estimados e serão confirmados na documentação dos PDs de cada uma das unidades, os quais serão submetidos posteriormente ao IBAMA.

As linhas para as quais são estimados os quantitativos referem-se as linhas dos seguintes serviços):

- Linhas de gás lift;
- Linhas de produção de óleo;
- Gasodutos;
- Oleodutos;
- Linhas de injeção de água;
- Linhas de testes de gás lift (para manifolds);
- Linhas de testes de produção de óleo (para manifolds);
- Linhas de testes de gás lift (para manifolds);
- Umbilicais de controle;
- Cabos elétricos.

Tabela II.7.7.1.2-1 - Quantitativos estimados de linhas e equipamentos submarinos das plataformas instaladas

Inventário de Estruturas Submarinas que serão Descomissionadas								
UEP	Tipo de UEP	Função da UEP	Comprimento Total de Dutos Flexíveis (m) ⁽¹⁾ (2)	Comprimento Total de Umbilicais (m) ⁽²⁾ (3)	Comprimento Total de Dutos Rígidos (m) ⁽²⁾ (4)	Quantidade de Equipamentos Submarinos (un) ⁽²⁾ (5)	Massa de Materiais Metálicos (t) ⁽⁶⁾ (7)	Massa de Materiais Poliméricos (t) ⁽⁶⁾ (8)
P-18	SS	Produção	132713	83619	63176	---	17072	1602
P-19	SS	Produção	105890	60732	35211	---	10933	1889
P-20	SS	Produção	104445	53157	37228	1	9374	1591
P-26	SS	Produção	112045	68584	39074	---	11569	1361
P-27	(8)	Produção	48552	26940	13262	---	2791	535
P-32	FPSO	Tratamento e Armazenamento	4071	---	28454	---	3664	93
P-33	FPSO	Produção	61526	33320	---	---	4303	864
P-35	FPSO	Produção	98162	45482	16680	2	8564	1103
P-37	FPSO	Produção	111422	77228	17801	4	10863	1375
P-47	FPSO	Tratamento e Armazenamento	3180	---	996	3	517	76
Totais	---	---	782006	449062	251882	10	79650	10489
Comprimento total dutos flexíveis			1231068					
Comprimento total dutos			1482950					

(1) Inclui os dutos dos sistemas de coleta (ex.: produção, gas lift/serviço e injeção de água) e de exportação (oleodutos e gasodutos).

(2) Informações detalhadas sobre o inventário (ex.: função dos dutos, quantidade de tramos das linhas flexíveis, poços/equipamentos interligados, dimensões das estruturas, condições das extremidades dos dutos/umbilicais, condições de integridade das estruturas, etc.) serão apresentadas nos Projetos de Descomissionamentos dos sistemas de produção, os quais serão protocolados em 2019 e 2020.

(3) Inclui os umbilicais de controle hidráulico, injeção química e cabos elétricos.

(4) Inclui oleodutos e gasodutos.

(5) Considera os seguintes equipamentos: manifolds, PLEMs e sistemas de bombeio/processamento. Não estão incluídas as ANMs, que são equipamentos associados aos poços, e as ESDVs e PLETs, que são equipamentos associados aos dutos. As informações sobre ANMs, ESDVs e PLETs (ex.: quantitativo, massas, dimensões, etc.) serão apresentadas nos Projetos de Descomissionamento.

(6) Valores estimados considerando todo o sistema submarino (dutos flexíveis, umbilicais, dutos rígidos e equipamentos submarinos). O detalhamento da quantidade de materiais metálicos e poliméricos associados aos sistemas submarinos será apresentado nos Projetos de Descomissionamento.

(7) Prioritariamente aço (carbono, inoxidável, etc.)

(8) A plataforma semissubmersível P-27 foi retirada da locação em 2014, permanecendo o restante do sistema de produção (sistema submarino, parte do sistema de ancoragem e poços).

Tabela II.7.7.1.2-2 - Quantitativos estimados dos materiais dos sistemas de ancoragem das plataformas instaladas

Inventário de Sistemas de Ancoragem que serão Descomissionados													
UEP	Tipo de UEP	Quantidade de Linhas de Ancoragem (un)	Amarras de Topo		Cabos de Aço		Cabos de Poliéster		Amarras de Fundo		Pontos Fixos		
			Comprimento (m)	Massa (t)	Comprimento (m)	Massa (t)	Comprimento (m)	Massa (t)	Comprimento (m)	Massa (t)	Tipo	Quant. (un)	Massa (t)
P-18	SS	8	2303	356	10000	490	---	---	11103	2194	Âncora Stevpris	8	106
P-19	SS	16	3739	412	---	---	15154	242	800	158	Estaca de Sucção	16	1600
P-20	SS	12	3910	495	7200	279	---	---	15331	1939	Âncora Stevpris	12	180
P-26	SS	16	2472	329	---	---	19848	337	800	158	Estaca de Sucção	16	1600
P-27	(1)	12	---	---	164	9	---	---	263	63	Âncora Stevmanta / Estaca Torpedo	12	1104
P-32	FPSO	8	534	95	1204	59	---	---	6419	1323	Âncora Stevpris / Stevshark	8	184
P-33	FPSO	8	808	195	6520	449	---	---	7896	1906	Estaca de Sucção	8	602
P-35	FPSO	8	664	160	6536	450	---	---	8459	2042	Estaca de Sucção	8	800
P-37	FPSO	8	601	145	6000	341	---	---	8407	2029	Âncora Stevpris	8	168
P-47	FPSO	8	358	78	2000	114	---	---	5200	1139	Âncora Stevpris	8	136
Total	---	104	15389	2265	39624	2190	35002	580	64678	12952	---	104	6480

(1) A plataforma semissubmersível P-27 foi retirada da locação em 2014, permanecendo o restante do sistema de produção (sistema submarino, parte do sistema de ancoragem e poços).

II.7.7.1.3. Avaliação de integridade dos sistemas e equipamentos submarinos atualmente instalados

A situação da integridade dos sistemas submarinos associados a todas as unidades que estão em operação nos Campos de Marlim e Voador e que serão desativadas (incluindo as linhas da unidade P-27, já desativada será avaliada previamente ao início das atividades de descomissionamento. Tais avaliações servirão de base tanto para o planejamento prévio das atividades de descomissionamento como para definição da forma de recolhimento dos sistemas/equipamentos submarinos, os quais serão detalhados nos PDs de cada uma das unidades, e que serão submetidos posteriormente ao IBAMA.

Adicionalmente à avaliação dos dutos quanto a sua integridade, demais equipamentos submarinos instalados, como árvores de natal molhadas (ANM) PLETs (Pipeline End Termination) e manifolds (MSP) também deverão ser avaliados, conforme as situações específicas, ainda que a premissa seja de que tais equipamentos irão permanecer no fundo.

As amarras de topo, que compõem os sistemas de ancoragem das unidades, bem como os pontos fixos destes sistemas (estacas torpedo, estacas de sucção ou outros tipos de âncoras), também deverão ser avaliados nas inspeções previstas.

Portanto, todas essas informações servirão de base para a avaliação da melhor alternativa de descomissionamento dos sistemas submarinos, e serão detalhadas nos PDs de cada uma das unidades, posteriormente submetidos ao IBAMA.

Parâmetros adicionais, relacionados às atividades inerentes ao manuseio e recolhimento dos dutos e equipamentos – de acordo com as alternativas possíveis de serem aplicadas para a remoção das linhas submarinas - deverão ser considerados para consolidação da situação de integridade de cada um dos itens dos sistemas submarinos.

II.7.7.1.4. Premissas para descomissionamento das unidades instaladas e alternativas para remoção das linhas submarinas

Como mencionado anteriormente, para que se proceda com a avaliação ambiental do projeto de Revitalização dos Campos de Marlim e Voador, será adotado como premissa para a desativação e para o descomissionamento das unidades atualmente instaladas que os dutos flexíveis dessas unidades serão integralmente removidos e que os dutos rígidos e os equipamentos submarinos serão abandonados definitivamente no leito marinho. Adicionalmente, considera-se como premissa que as amarras de topo, componentes dos sistemas de ancoragem das unidades serão recolhidas e os pontos fixos destes sistemas (estacas torpedo, estacas de sucção ou outros tipos de âncoras) serão abandonados no leito marinho. Tais premissas irão balizar a avaliação dos impactos ambientais decorrentes das atividades de descomissionamento.

Importante ressaltar que as operações de recolhimento das linhas flexíveis submarinas de cada uma das unidades ocorrerão após o abandono temporário das linhas. No caso dos equipamentos submarinos abandonados, quando da apresentação dos respectivos Projetos de Desativação individuais de cada UEP e seus respectivos sistemas submarinos, uma avaliação atualizada da viabilidade de recolhimento ou abandono definitivo dos mesmos será apresentada.

As condições passíveis de resultarem em impactos ambientais foram subsídios para a elaboração das matrizes de impactos ambientais correspondentes às etapas de desativação das unidades, as quais são apresentadas no Anexo II.7.7.1.4-1 deste capítulo do EIA-RIMA.

A seguir serão apresentados os possíveis cenários em que se encontrarão as linhas submarinas das unidades que serão desativadas, e as correspondentes ações padrão para sua remoção. Considera-se que as linhas estarão devidamente limpas, conforme mencionado no início do presente capítulo, e as ações para seu recolhimento deverão ser precedidas de avaliação quanto à sua integridade, conforme descrito no item II.7.7.1.3 acima.

II.7.7.1.4.1. *Cenário 1 (Base) – Recolhimento sem necessidade de desconexão ou corte submarino*

Este cenário aplica-se a dutos sem cruzamentos superpostos ou outras restrições no momento de seu recolhimento, após terem sido desconectados das UEPs (pull-out) e abandonados temporariamente. Incluem-se aí os dutos cujos cruzamentos superpostos são retirados pelo sequenciamento adequado de tarefas.

Neste contexto, a retirada do leito marinho é feita por instalação reversa, em que ocorre recuperação de uma extremidade da linha, recolhimento e acondicionamento do material no navio de serviço.

Ao atingir a capacidade de armazenamento da embarcação, ou ao finalizar determinada fase, as linhas recolhidas serão descarregadas em terra para que tenham sua destinação adequada. Os destinos possíveis são a reutilização após inspeção para avaliação de sua integridade, reciclagem ou disposição final em aterro.

O navio provisoriamente designado para este cenário de operação é do tipo PLSV. Em resumo, um PLSV seguirá as seguintes etapas:

- Quando necessária, instalação de cabeça de tração com auxílio de ROV na extremidade da linha;
- Pescaria da extremidade da linha, por meio da conexão da lingada de recolhimento proveniente do PLSV ao anel de carga na cabeça de tração, realizada por ROV;
- Içamento da extremidade da linha até o PLSV através do guincho;
- Passagem da linha pelo tensionador da embarcação, de forma a se efetuar a transferência de carga e iniciar o recolhimento;
- Recolhimento da linha ao longo de sua rota, com acompanhamento integral pelo ROV próximo ao leito marinho. Durante esta etapa a linha recolhida pelo tensionador é direcionada para o sistema de armazenamento do PLSV.

Outras embarcações poderão ser utilizadas, como por exemplo, AHTS dotado de tensionador. Neste caso, pela ausência de cestos e bobinas em um AHTS, a linha será seccionada a bordo de forma a possibilitar o seu desembarque por guindastes em terra, utilizando contêineres.

Uma alternativa distinta é o uso de bobinas motorizadas em AHTS ou RSV, em que a bobina possui capacidade de tração da linha, substituindo o tensionador. Esta abordagem é especialmente interessante em umbilicais de pequeno diâmetro.

Caso haja um cruzamento superposto a menos de 30m da extremidade do tramo que se deseja recolher, ainda é possível executar o recolhimento do tramo subposto levantando parcialmente a linha superposta e tracionando o duto por baixo da corcova formada pela linha superposta. Esta corcova pode ser obtida com uso de flutuadores ou calçamento.

II.7.7.1.4.2. Cenário 2 – Recolhimento de linha com tramos necessitando de Desconexões submarinas

Este cenário aplica-se às linhas que possuem cruzamentos superpostos, mas com pelo menos um tramo livre de tais cruzamentos. Neste caso, faz-se a separação dos tramos livres e procede-se de maneira semelhante ao cenário base, observando os seguintes pontos:

- A separação dos tramos previamente limpos é feita por corte ou destorquemento dos estojos presentes na conexão entre os tramos;
- Em umbilicais, o corte deverá ser feito na caixa de emenda. Visto que não é possível a separação das mangueiras de controle, haverá liberação de fluido hidráulico de controle (padrão: MacDermitt HW-525P – base água);
- Para linhas que operaram com óleo, será avaliada a necessidade de efetuar o tamponamento das linhas como medida de segurança adicional.

É possível que a linha que esteja por cima esteja em operação, caso das linhas do sistema novo de produção ou linhas das unidades atuais ainda em operação. A

linha estando em operação (linha “viva”) demanda cuidados adicionais, como identificação clara e inequívoca da linha a ser desconectada, de forma a se eliminar os riscos de intervenção indevida em uma linha “viva”.

Feita a separação e preparação dos tramos livres, procede-se conforme o Cenário Base (Cenário 1).

II.7.7.1.4.3. Cenário 3 – Recolhimento DE LINHA com um corte no corpo tubular POR TRAMO

Este cenário aplica-se a linhas flexíveis em que os cruzamentos inviabilizam a retirada por meio de instalação reversa de forma contínua, e não há um tramo completamente livre, e ainda, há um único cruzamento impeditivo por tramo.

Nestas condições, serão seguidas as seguintes etapas:

- Realizar o corte submarino no corpo do tramo previamente limpo, de forma a viabilizar a instalação reversa;
- Para linhas que operaram com óleo, será avaliada a necessidade de efetuar o tamponamento das linhas como medida de segurança adicional, da mesma forma que no cenário 2.

Com estas etapas concluídas, o recolhimento do duto passa a ser similar ao Cenário 2, e seu recolhimento pode ser prosseguido utilizando a outra extremidade do duto, que conterà um conector.

São pontos de atenção deste cenário:

- Dutos que operaram com óleo terão cortes evitados sempre que possível, em função da dificuldade de tamponamento de uma linha flexível na ausência de conector;

- Umbilicais, ao sofrer corte, liberarão o fluido hidráulico de controle, da mesma forma que no Cenário 2;
- Caso a linha superposta seja uma linha do sistema de produção novo, são executados dois cortes na linha subjacente a cerca de 5m do cruzamento, de modo a evitar danos acidentais da linha “viva”. O trecho de até 10m remanescente será mantido na locação, no leito marinho, até a retirada da linha superposta, no futuro.

Cabe salientar que a disponibilização de dispositivos de içamento, tampões e técnicas de tamponamento para dutos flexíveis sem conectores estão em fase de prospecção junto ao mercado fornecedor. A utilização de tais dispositivos visa à redução de eventuais riscos, bem como a otimização das operações de recolhimento como um todo.

II.7.7.1.4.4. Cenário 4 – Recolhimento DE LINHA com dois ou mais cortes em um mesmo tramo

Este cenário aplica-se aos tramos que possuem mais de um cruzamento impeditivo ao longo de seu cruzamento, isto é, necessita minimamente de dois cortes para viabilizar seu recolhimento. Como são necessários dois ou mais cortes, haverá um ou mais trechos de linha sem qualquer conector/cabeça de tração.

Dependendo do comprimento remanescente e a consequente carga associada, um dispositivo de elevação deverá ser instalado na sua extremidade para possibilitar o içamento da extremidade desprovida de conector/cabeça de tração.

Nestas condições, serão seguidas as seguintes etapas:

- Realizar os cortes submarinos no corpo do tramo previamente limpo, de forma a viabilizar a instalação reversa;
- Montagem do dispositivo de elevação em uma das extremidades cortadas;

- Para linhas que operaram com óleo, será avaliada a necessidade de efetuar o tamponamento das linhas como medida de segurança adicional, da mesma forma que nos Cenários 2 e 3.

Após a montagem do dispositivo de elevação, prossegue-se conforme o Cenário 3.

São pontos de atenção deste cenário:

- Dutos que operaram com óleo ou de grande diâmetro terão cortes evitados sempre que possível, em função da dificuldade de içamento de uma linha sem conector;
- Umbilicais, ao sofrer corte, liberarão o fluido hidráulico de controle, da mesma forma que nos Cenários 2 e 3;
- Caso a linha superposta seja uma linha do sistema de produção novo, são executados dois cortes na linha subjacente a um mínimo de 5m do cruzamento, de modo a evitar danos acidentais da linha “viva”. O trecho remanescente será mantido na locação, no leito marinho, até a retirada da linha superposta, no futuro.

Cabe salientar que o desenvolvimento ou adequação de dispositivos de içamento estão em fase de prospecção junto ao mercado fornecedor, tal como a disponibilização de tampões ou técnicas de tamponamento para dutos flexíveis sem conectores. A utilização de tais dispositivos tem por objetivo a redução de eventuais riscos, bem como a otimização das operações de recolhimento como um todo.

II.7.7.1.5. Interferências entre os sistemas submarinos atuais e os que serão instalados no projeto de Revitalização de Marlim

Após a definição da locação das UEPs do projeto de Revitalização de Marlim e Voador, ao se proceder com o desenvolvimento dos arranjos submarinos das linhas a serem interligadas às referidas unidades, adotou-se como premissa que as linhas constituintes do novo sistema seriam instaladas superpostas às linhas dos

sistemas atualmente instaladas. Tal premissa residiu no fato de que não haveria impeditivo para que as linhas atualmente instaladas pudessem ser removidas no futuro e também para que o projeto do novo sistema não fosse dependente da remoção dos sistemas atuais, uma vez que a desativação de vários dos sistemas atuais ocorrerá após a instalação dos novos sistemas.

Assim, um levantamento das interferências entre os sistemas atuais e os novos sistemas se fez necessário. Com base nas informações disponibilizadas no Sistema de Gerenciamento de Obstáculos (SGO) da Petrobras - em cujo banco de dados estão registrados diversos atributos, incluindo posições e lâminas d'água de todos os equipamentos instalados no fundo do mar das unidades da Petrobras - foi extraída lista de todas as interferências (superposições) entre as linhas que serão interligadas às novas UEPs de Marlim e as linhas atualmente instaladas, conforme representado nos arranjos submarinos dos Módulos 1 e 2, constantes dos Anexos II.2.1-1 e II.2.1-2 do EIA-RIMA.

Na Tabela II.7.7.1.5-1 a seguir, são apresentadas as interferências (número de cruzamentos) entre os sistemas de coleta e escoamento da produção atualmente instalados e os cruzamentos previstos de ocorrerem após a instalação dos novos sistemas de produção dos campos de Marlim e Voador. O total de cruzamentos poderá variar, em função das datas efetivas de desmobilização das linhas atualmente instaladas.

Tabela II.7.7.1.5-1 – Interferências (número de cruzamentos) atuais e previstas entre as linhas dos sistemas de coleta e escoamento da produção das UEPs, considerando o cenário presente e futuro (novas UEPs).

Quantidade de Cruzamentos (un)		
UEPs com linhas interligadas	Situação Atual	Após instalação das linhas do Revit
P-18	348	124
P-19	357	179
P-20	80	429
P-26	71	328
P-32	0	0
P-33	2	112
P-35	426	0
P-37	388	297
TOTAL	1.672	1.469

II.7.7.1.6. Prognóstico do quantitativo de resíduos que serão gerados na desativação das UEPs, das embarcações de apoio e dos equipamentos submarinos

Os resíduos gerados a bordo das UEPs e das embarcações de apoio envolvidas nas operações (inseridas formalmente nos Projetos Ambientais de Caráter Continuado – Processo IBAMA nº 02022.001637/11) decorrentes das atividades de descomissionamento serão segregados e depositados em coletores próprios conforme seu tipo e, posteriormente, enviados para terra para disposição final por empresas devidamente qualificadas. A gestão de resíduos será realizada conforme procedimentos aprovados pelo IBAMA, incluindo os radioativos e de bioincrustação.

Cabe ressaltar que o inventário e destinação final de todos os resíduos gerados, incluindo rejeitos radioativos e bioincrustação nos risers e linhas de ancoragem (discutidos a seguir), serão informados nos Relatórios de Descomissionamento de Instalações de cada uma das unidades, bem como no relatório em atendimento à Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/2011 (Projeto de Controle da Poluição).

II.7.7.1.6.1. *Quantitativo de resíduos que serão gerados na desativação dos sistemas submarinos*

Durante a desativação dos sistemas submarinos atualmente instalados nos Campos de Marlim e Voador, incluindo equipamentos e linhas submarinas, serão gerados resíduos que serão adequadamente removidos, quantificados e destinados, em consonância com o Projeto de Controle da Poluição (PCP) e as diretrizes estabelecidas na NT nº 01/2011. A previsão dos quantitativos de resíduos a serem gerados por cada unidade marítima e seus sistemas submarinos associados é apresentado a seguir.

II.7.7.1.6.2. *Resíduos de bioincrustação*

No caso de resíduos de bioincrustação, a Petrobras está avaliando a viabilidade do co-processamento em indústria cimenteira como prática de destinação final do resíduo de bioincrustação oriundo de risers e amarras de topo de linhas de ancoragem recolhidas em projetos de descomissionamento. Até o presente momento devem ser considerados, no entanto, os seguintes pontos:

- i) Ainda não há confirmação da viabilidade (logística e econômica) da destinação supracitada (coprocessamento);
- ii) A bioincrustação removida dos *risers* tem uma composição extremamente heterogênea, constituída por diferentes grupos taxonômicos, de natureza (dura ou mole), extensão (localizada, generalizada ou dispersa) e densidade (percentual de cobertura) variados;
- iii) Grande parte da bioincrustação, incluindo a espécie exótica invasora *Tubastraea* spp., é constituída de tecido mole (parte orgânica), a qual entra em putrefação rapidamente quando fora da água;
- iv) As embarcações não dispõem de espaço adequado para segregação ou armazenamento de forma segura e salubre do material coletado, que pode permanecer por vários dias no convés da embarcação, ocasionando mau cheiro e incômodo para os tripulantes

- v) Do ponto de vista sanitário, as embarcações e terminais portuários devem garantir condições operacionais que não ofereçam potenciais fatores de risco capazes de produzir agravos à saúde, conforme exigido na Resolução ANVISA Nº 72/09. Por sua vez, as empresas que realizam coleta, armazenamento temporário, transporte e destinação final dos resíduos gerados em operações *offshore* devem manter sua gestão em conformidade para a permanência da autorização de funcionamento de empresa (AFE) emitida pela ANVISA, conforme rege a Resolução ANVISA Nº 345/02. Isto posto, procedimentos intermediários de beneficiamento de resíduos a bordo não são autorizados pela ANVISA. Também não se vislumbra a viabilidade de realização de procedimentos intermediários de beneficiamento de resíduos de bioincrustação nos locais de desembarque, tendo em vista a acelerada decomposição dos organismos, quando fora da água do mar, a conseqüente geração de odores, a atração de vetores e os inerentes riscos à saúde;
- i) O *pull out* dos *risers* e desancoragem das plataformas ocorrerão, individualmente, ao longo de meses, de forma que a geração de resíduos de bioincrustação não ocorrerá de maneira pontual/concentrada, e sim dispersa no tempo, com pequenas taxas de geração;
- i) A experiência com a remoção da bioincrustação em outros projetos da companhia (ex. FPSO Cidade de Rio das Ostras) resultou na geração média de 272 kg/*riser*), sendo que apenas uma pequena fração dessa massa era constituída por coral-sol. Para esta mesma plataforma, a desconexão e recolhimento das linhas de ancoragem resultou na geração média de 36 kg/linha;

Seguindo as premissas aprovadas no âmbito do Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas Invasoras (PPCEX-Petrobras - versão 3 – Processo IBAMA nº 0221.023332/2018-15), a Petrobras considera que a disposição em aterro da bioincrustação gerada durante o *pull out* dos *risers*, assim como no recolhimento das amarras de topo das linhas de ancoragem, se apresenta nesse momento como alternativa ambientalmente adequada à destinação, sem prejuízos aos requisitos legais ambientais e sanitários aplicáveis. Essa proposta de destinação da bioincrustação contendo coral-sol baseou-se em laudo apresentado

no Anexo II.7.7.1.6.2-1, o qual classifica o resíduo como Classe II A (Resíduo Não Inerte), e na visão sistêmica para a gestão de resíduos, conforme preconizado no inciso III do artigo 6º da Lei 12.305/10, a qual aprova a Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS).

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

O quantitativo de resíduos de bioincrustação contendo coral-sol gerados durante as operações de pull out dos risers das UEPs descomissionadas, assim como durante as operações de desconexão e recolhimento (trechos de topo e intermediário) das linhas de ancoragem, serão informados nos Relatórios de Descomissionamento de Instalações.

II.7.7.1.6.3. Rejeitos Radioativos (NORM/TENORM)

Campanhas prévias de medições radiométricas foram realizadas a bordo das Unidades instaladas em Marlim e Voador, não tendo sido constatada a presença de rejeitos radioativos (NORM³/TENORM⁴), com Nível de Radiação de Superfície (NRS) acima do limite definido para “área livre” (0,5 $\mu\text{Sv}^5/\text{h}$).

³ NORM: Naturally Occurring Radioactive Material – Material Radioativo de Ocorrência Natural

⁴ TENORM: Technologically Enhanced Naturally Occurring Radioactive Materials – Materiais Radioativos de Ocorrência Natural Tecnicamente Modificados

⁵ Sv = Sievert: unidade que mede os efeitos biológicos da radiação

O Anexo II.7.7.1.6.3-1 apresenta os resultados dos levantamentos radiométricos realizados a bordo das unidades listadas abaixo, nas respectivas datas indicadas:

- P-47 (agosto/2018);
- P-18 (junho/2018);
- P-26 (junho/2018);
- P-35 (maio/2018);
- P-32(abril/2018);
- P-20 (julho/2018);
- P-33 (abril/2018);
- P-37 (julho/2018);
- P-19 (março/2018).

Apesar de não haver geração de rejeitos radioativos nas unidades instaladas em Marlim e Voador, há que se registrar a existência de Medidores Nucleares de superfície⁶ e submarinos⁷, que atendem às unidades P-26, P-35 e P-37.

Após a parada definitiva, será definida a destinação dos medidores nucleares de superfície, podendo ser disponibilizados para outras unidades da Petrobras ou dispostos, alternativa que será tratada junto à CNEN visando o transporte para área de rejeito adequada.

Quanto aos medidores nucleares submarinos, estes estão atualmente instalados em módulos recuperáveis no Separador Submarino Água-Óleo (SSAO) e serão removidos para posterior destinação.

A Tabela II.7.7.1.6.3-1 a seguir, apresenta as unidades do campo de Marlim nas quais estão instalados equipamentos do tipo medidores nucleares.

⁶ • Medidor Nuclear de superfície - Dispositivo utilizado para controle de processo e/ou controle de qualidade que utilizam fonte(s) radioativa(s) para medição de densidades de diferentes fases de fluidos, normalmente instalados em vasos industriais e medição de fluidos multifásicos em linhas de produção de petróleo

⁷ Medidor Nuclear submarino - Dispositivo utilizado para controle de processo e/ou controle de qualidade que utilizam fonte(s) radioativa(s) de medição de fluidos multifásicos instalados em equipamentos submarinos

Tabela II.7.7.1.6.3-1 - Unidades do campo de Marlim

APLICAÇÕES INDUSTRIAIS E FONTES DE RADIAÇÃO INSTALADAS EM UNIDADES DE PRODUÇÃO DO CAMPO DE MARLIM								
UNIDADE DE OPERAÇÃO	UEP	APLICAÇÕES INDUSTRIAIS	FONTES DE RADIAÇÃO IONIZANTE	CLASSIFICAÇÃO (CNEN NN 6.02/2014)	REJEITOS RADIOATIVOS	AUTORIZAÇÃO DE OPERAÇÃO DO CNEN	RESPONSABILIDADE	
							PRÓPRIA	AFRETADA
UO-BC	P-35	01 Medidor Nuclear Fixo Superfície (Separador SG 122301 B)	48 fontes seladas de Am-241 (30 mCi cada fonte) (PRI-146 ATX-89)	Grupo 3C	Não são gerados rejeitos radioativos rotineiramente.	Matrícula 13342 2015SCRA0990 Validade: 30 de setembro de 2019	X	
	P-26	02 Medidores Nucleares Fixos Superfície Separador SG 122301 A Separador SG 122301 B	48 fontes seladas de Am-241 (30 mCi cada fonte) - (PRI-146 ATX-261) 48 fontes seladas de Am-241 (30 mCi cada fonte) - (PRI-146 ATX-262)	Grupo 3C	Não são gerados rejeitos radioativos rotineiramente.	Matrícula 13342 2015SCRA0990 Validade: 30 de setembro de 2019	X	
	P-37	02 Medidores Nucleares Fixos Superfície Separador SG 122301 A Separador SG 122301 B	48 fontes seladas de Am-241 (30 mCi cada fonte) - (PRI-146 ATX-175) 48 fontes seladas de Am-241 (30 mCi cada fonte) - (PRI-146 ATX-176)	Grupo 3C	Não são gerados rejeitos radioativos rotineiramente.	Matrícula 13342 2015SCRA0990 Validade: 30 de setembro de 2019	X	
	P-37	02 Medidores Nucleares Fixos Submarino (medidores de nível) SSAO	38 fontes seladas de Cs-137 (~ 30 mCi cada fonte) PRI-176-W-2-298A/B PRI-176-W-2-302A/B	Grupo 3C	Não são gerados rejeitos radioativos rotineiramente.	Matrícula 13342 2015SCRA0990 Validade: 30 de setembro de 2019	X	
	P-37	01 Medidor Nuclear Fixo Submarino (MSPI-6-MRL-06)	01 fonte selada de Ba-133 (10 mCi) (NN-484)	Grupo 3C	Não são gerados rejeitos radioativos rotineiramente.	Matrícula 13342 2015SCRA0990 Validade: 30 de setembro de 2019	X	

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

Eventuais equipamentos contaminados com NORM/TENORM (presença de incrustação) serão desembarcados através do Porto de Imbetiba (Macaé/RJ) ou do Porto do Açú (São João da Barra/RJ) e encaminhados para empresa especializada, visando a remoção/limpeza de incrustação. O rejeito (incrustação removida) será acondicionado em tambores metálicos, os quais serão encaminhados à Petrobras para armazenamento em depósito inicial. Os equipamentos descontaminados serão enviados para uma área de armazenamento.

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

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

A utilização das duas áreas supracitadas está autorizada pela CNEN (Comissão Nacional de Energia Nuclear), órgão regulador para o tema NORM/TENORM, conforme ofícios apresentados no Anexo II.7.7.1.6.3-2.

Salienta-se que a Petrobras é inspecionada anualmente e responde às exigências da CNEN sistematicamente, realizando adequações, quando necessárias, e apresentando todos os procedimentos solicitados.

Adicionalmente, registra-se que a CNEN emitiu o ato administrativo de “Aprovação do Local” para a construção dos Depósitos Iniciais em janeiro/2019. A Petrobras protocolou requerimento em fevereiro/2019 e, atualmente, aguarda a “Autorização para a Construção”, seguindo o rito da Norma CNEN 8.02/2014 (Licenciamento de Depósitos de Rejeitos Radioativos de Baixo e Médio Níveis de Radiação), assim como para dar continuidade ao processo em tramitação junto ao IBAMA (nº 02001.003715/2018-77). Esses novos depósitos terão capacidade para armazenar aproximadamente 36.000 embalados, recebendo todo o volume armazenado nas áreas atuais.

O inventário de rejeitos radioativos gerados e desembarcados em terra, bem como as respectivas evidências da regularidade dos locais de recebimento e armazenamento desse material, serão informados individualmente nos respectivos Relatórios de Descomissionamento de Instalações de cada UEP.

II.7.7.1.6.4. *Resíduos de material polimérico das linhas submarinas*

As estimativas dos quantitativos de materiais metálicos e poliméricos que compõem todos os sistemas submarinos (linhas flexíveis, dutos rígidos, cabos elétricos, umbilicais e equipamentos submarinos) foram apresentadas no item II.7.7.1-2 deste documento.

As linhas (risers e flowlines), para as quais foram estimados os quantitativos referem-se as linhas dos seguintes serviços):

- Linhas de gás lift;
- Linhas de produção de óleo;
- Gasodutos;
- Oleodutos;
- Linhas de injeção de água;
- Linhas de testes de gás lift (para manifolds);
- Linhas de testes de produção de óleo (para manifolds);
- Linhas de testes de gás lift (para manifolds);
- Umbilicais de controle.

Para o presente estudo de impacto ambiental, e com base nos quantitativos apresentados, tem-se como potencial quantitativo de resíduos de material polimérico a ser gerado, um total de cerca de 10.489 toneladas, que corresponde ao total de material polimérico presente na composição das linhas flexíveis e umbilicais.

Importante ressaltar que os valores dos quantitativos ora apresentado são estimados e serão confirmados na documentação dos PDs que serão submetidos ao IBAMA.

II.7.7.1.7. Impactos ambientais decorrentes das atividades de descomissionamento das unidades atualmente instaladas

A identificação e avaliação de impactos decorrentes do descomissionamento das unidades atualmente instaladas foram elaboradas com base na análise dos aspectos das atividades a serem realizadas para a desativação de cada uma das Plataformas atualmente instaladas nos Campos de Marlim e Voador, em consonância com as diretrizes do TR IBAMA SEI nº 0687943 e a Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 10/2012.

Os aspectos ambientais abordados foram definidos a partir da avaliação dos procedimentos operacionais inerentes às atividades a serem realizadas, conforme previsto na descrição das operações de desativação aqui discriminadas, a qual considera o recolhimento de todas as linhas flexíveis e amarras de topo e abandono de dutos rígidos, amarras de fundo e equipamentos de grande porte no leito marinho. Os fatores ambientais foram selecionados e suas sensibilidades atribuídas em função do conhecimento prévio do ambiente onde serão realizadas as atividades.

A partir das informações levantadas (aspectos e fatores ambientais) foi realizada a avaliação dos impactos ambientais das atividades de descomissionamento dos sistemas submarinos atualmente instalados e das correspondentes UEPs, sobre os meios físico e biótico, considerando um cenário geral e abrangente de descomissionamento das 9 unidades e sistemas submarinos atualmente instalados (P-33, P-26, P-19, P-20, P-32, P-18, P-35 e P-47), além dos sistemas submarinos remanescentes da P-27. Esta avaliação de impactos é apresentada no Anexo II.7.7.1.7-1 deste capítulo do EIA-RIMA.

Por sua vez, para a desativação das duas novas unidades e seus sistemas submarinos, os aspectos, fatores e impactos ambientais socioeconômicos foram considerados os mesmos previamente avaliados, motivo pelo qual não serão reportados novamente para os cenários de desativação das unidades e sistemas submarinos atualmente instalados. Para tanto, deverá ser considerada a avaliação de impactos ambientais da fase de desativação das unidades a serem instaladas no projeto de Revitalização de Marlim e Voador.

Importante ressaltar que eventuais atualizações dos aspectos, fatores e impactos ambientais sobre os meios físico, biótico e socioeconômico que se façam necessárias, serão apresentadas individualmente nos projetos de descomissionamento (PDs) das unidades marítimas atualmente instaladas, de acordo com cronograma previamente estabelecido.

II.7.7.2. Projeto de Desativação das Unidades que serão instaladas nos Campos de Marlim e Voador (FPSO-1 E FPSO-2)

O Projeto de Desativação do FPSO-1 e do FPSO-2, aqui descrito de maneira geral, foi desenvolvido de modo a estabelecer diretrizes e critérios que serão implementados ao término das atividades das UEPs, com vista à proteção e à manutenção da qualidade ambiental da região. São abordadas ações que serão realizadas à luz da tecnologia atual e da legislação vigente e podendo servir como subsídios para definição de novos usos para as estruturas existentes.

Assim, seguindo o que foi solicitado no Termo de Referência COPROD (SEI nº 0687943) para as novas UEPs que serão instaladas, são apresentados nesse projeto:

- Os procedimentos para a desativação das atividades, envolvendo a limpeza e a remoção, e/ou reaproveitamento, das unidades de produção FPSO-1 e FPSO-2 que serão instaladas para Revitalização dos Campos de Marlim e Voador, em consonância com os preceitos da Portaria ANP nº 27/2006;
- Descrição das operações de desativação de todas as instalações submarinas, incluindo as linhas de escoamento/transferência de óleo e gás, descrevendo como serão as operações de limpeza das linhas;
- Os procedimentos previstos para o abandono dos poços de produção e de injeção, levando-se em conta o Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços – SGIP (Resolução ANP nº 46/2016 – Capítulo 10.5 – Abandono);
- As opções de reaproveitamento das estruturas existentes ou, por outro lado, as perspectivas de como se dará sua destinação final. Na ocasião do descomissionamento dos sistemas submarinos (FPSO-1 previsto para outubro de 2047 e o FPSO-2 previsto para fevereiro de 2048), a melhor alternativa de destinação final (remoção total/parcial ou abandono definitivo in situ) dos dutos, umbilicais e equipamentos submarinos, será definida com base na avaliação de critérios técnicos, de segurança, ambientais, sociais e econômicos.
- A previsão de emissão de relatórios periódicos que atualizem o andamento da implementação do projeto de desativação.

As medidas necessárias à mitigação dos eventuais efeitos socioeconômicos negativos associados à desativação do empreendimento serão desenvolvidas no âmbito do projeto de comunicação social e do projeto de educação ambiental.

II.7.7.2.1. *Justificativa*

A desativação de uma unidade marítima de produção envolve uma série de fatores técnicos, ambientais, de segurança e econômicos, que deverão ser analisados caso a caso por envolverem interesses diversos da região onde a unidade estará localizada. Independentemente do tipo de unidade, os estudos de desativação devem incluir alternativas de remoção ou abandono, total ou parcial, para as instalações existentes, tanto de superfície como submarinas, de acordo com o determinado pela Portaria ANP 27/2006. Isto é feito de maneira a respeitar a legislação ambiental e os interesses da comunidade, bem como os aspectos relacionados ao meio ambiente, de segurança e saúde.

O projeto considera as particularidades das instalações de produção a serem descomissionadas, as tecnologias disponíveis e as legislações pertinentes ao tema, assim como os aspectos de segurança, ambientais, sociais e econômicos. Para sua implementação, serão seguidas as diretrizes contidas nesse documento, bem como nos projetos detalhados de engenharia e procedimentos técnicos que serão elaborados previamente à execução das operações. Ressalta-se que as premissas de projeto adotadas estão baseadas nos princípios de prevenção de riscos operacionais, de riscos e impactos ao meio ambiente, na reutilização ou reciclagem das instalações e equipamentos (quando tecnicamente e economicamente viáveis) e na destinação final adequada dos materiais inservíveis e dos resíduos, respeitando os requisitos legais.

O trabalho aqui apresentado constitui o Projeto de Desativação do FPSO-1 e do FPSO-2 do Projeto de Revitalização dos Campos de Marlim e Voador, com foco nos aspectos ambientais aplicáveis a estes sistemas marítimos de produção.

Este Projeto servirá de base, no tocante às questões ambientais, para a execução da operação da desativação dos sistemas de produção, devendo ainda ser consideradas 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 estas unidades.

As operações de desativação tanto do FPSO-1 como do FPSO-2 do Projeto de Revitalização de Marlim e Voador, seguirão 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 de cada um dos sistemas.

Outro aspecto a destacar é que o desenvolvimento das atividades de desativação de ambas as unidades implicará na geração de demandas, na Bacia de Campos, de empresas e serviços especializados neste tipo de operação, incluindo aqueles relacionados à movimentação de carga, transporte marítimo e gerenciamento de resíduos, contribuindo assim para o aquecimento do mercado de trabalho local.

Com relação à mitigação dos eventuais efeitos socioeconômicos negativos relacionados à desativação do FPSO-1 e do FPSO-2, as medidas mitigadoras aplicáveis a estas operações se encontram contempladas nos Projetos de Comunicação Social e de Educação Ambiental dos Trabalhadores, já apresentados neste estudo, respectivamente nos itens II.7.4 e II.7.6.

II.7.7.2.2. Objetivos

Objetivo Geral

Destinar adequadamente as estruturas, equipamentos, tubulações, efluentes, resíduos, produtos químicos e materiais em geral provenientes da operação de desativação do FPSO-1 e do FPSO-2, que serão instalados nos Campos de Marlim e Voador.

Objetivos Específicos

Ao final da realização da atividade de desenvolvimento da produção com a revitalização dos Campos de Marlim e Voador na Bacia de Campos, prevista para

ocorrer em 2047, será necessário realizar a desativação do empreendimento como proposto neste projeto.

As operações de desativação dos FPSOs serão iniciadas após o término das atividades de produção dos poços e a parada total de suas instalações submarinas, plantas e equipamentos de processamento de óleo e gás instalados nas unidades.

Permanecerão operando apenas alguns equipamentos das utilidades navais, de sistemas e utilidades elétrica, necessários à realização das operações de desativação.

O projeto de desativação tem também como objetivo a consolidação dos procedimentos e ações a serem empregados nestas operações, prevendo a manutenção e revisão dos mesmos ao longo do desenvolvimento da produção, adequando-os às novas tecnologias, tendências da indústria petrolífera e requisitos legais vigentes.

Considerando as particularidades desta atividade de desenvolvimento da produção, onde as unidades estarão previstas para operar com 83 poços (49 produtores e 34 poços de injetores de água) associados a ANMs (árvores de natal molhadas), Manifolds de Produção e de Injeção de Água Submarinos e PLEMs, e ainda possuindo linhas de exportação de gás, a desativação do empreendimento consistirá no abandono dos poços, limpeza das linhas de produção de óleo, linhas de serviço, linhas de exportação de gás e, por fim, remoção das unidades de produção.

O Projeto de Desativação será constituído de fases, onde cada uma visa atender a um objetivo específico, as quais são:

- ★ **Fase 1** - Fechamento dos poços e interrupção da produção.
- ★ **Fase 2** - Lavagem das linhas de produção e de serviço e dos equipamentos submarinos.

- ★ **Fase 3** - Desconexão das Linhas Submarinas nas ANMs e nos *Manifolds* Submarinos.
- ★ **Fase 4** - Desconexão (Pull-out) das linhas interligadas às unidades e abandono temporário dos risers.
- ★ **Fase 5** - Despressurização, drenagem, lavagem, inertização e limpeza das linhas e equipamentos das plantas de processamento.
- ★ **Fase 6** - Limpeza dos vasos e tanques de carga.
- ★ **Fase 7** - Retirada de produtos químicos.
- ★ **Fase 8** - Desconexão dos sistemas de ancoragem dos FPSOs.
- ★ **Fase 9** - Retirada dos FPSOs do campo de produção, destinando-as adequadamente.

II.7.7.2.3. Metas

Visando ao atendimento dos objetivos específicos propostos acima, foram definidas as seguintes metas para cada uma das fases de desativação, para cada um dos FPSOs:

- ★ **Fase 1 - Fechamento dos poços e interrupção da produção:**
 - Garantir o fechamento de 100% dos poços de produção e de injeção, ocasionando a interrupção da produção. O fechamento dos poços consistirá na atuação das válvulas DHSV (Down Hole Safety Valve) dos poços e as válvulas das ANMs e dos Manifolds. Os abandonos serão executados conforme Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços – SGIP (Resolução ANP nº 46/2016 – Capítulo 10.5 – Abandono);
- ★ **Fase 2 - Lavagem das linhas dos sistemas de coleta:**
 - Proceder à lavagem de todas (100%) as linhas e instalações submarinas dos sistemas de coleta das unidades, através da circulação da água do mar por estas tubulações e equipamentos;

★ **Fase 3 - Desconexão das Linhas Submarinas nas ANMs e nos Manifolds Submarinos:**

- Desconectar todas (100%) as linhas interligadas aos FPSOs, às ANMs e aos Manifolds, previamente lavadas na Fase 2, através de atividades realizadas com o apoio de embarcações do tipo PLSV (Pipe Laying Support Vessel);

★ **Fase 4 - Desconexão (Pull-out) das linhas interligadas às unidades e abandono temporário dos risers:**

- Desconectar (100%) as linhas dos sistemas de coleta e injeção dos poços, gasodutos de exportação (previamente lavadas na Fase 2) e instalações submarinas, através de atividades realizadas com o apoio de embarcação PLSV (Pipe Laying Support Vessel) ou outra embarcação dotada de ROV (Remotely Operated Vehicle).
- Desconectar todos os umbilicais de controle e cabos elétricos, tanto nos equipamentos submarinos quanto na plataforma.

★ **Fase 5 - Despressurização, drenagem, lavagem, inertização e limpeza das linhas e equipamentos das plantas de processamento:**

- Proceder à despressurização de todas (100%) as linhas e equipamentos das plantas de processamento de óleo e gás, alinhando os gases de hidrocarbonetos (petróleo) para o flare de cada unidade, onde será realizada a queima, visando à retirada dos mesmos do interior destas tubulações e equipamentos;
- Realizar o envio, para o sistema de drenagem fechada de cada unidade, dos líquidos (petróleo, condensado de hidrocarbonetos e água de produção) presentes em todas (100%) as linhas e equipamentos das plantas de processamento de óleo, visando o esgotamento dos mesmos do interior destas tubulações e equipamentos;
- Proceder à lavagem de todas (100%) as linhas e equipamentos das plantas de processamento de óleo e gás, encaminhando os efluentes oleosos para

o sistema de drenagem de cada unidade. A lavagem visa à remoção dos hidrocarbonetos aderidos às paredes destas tubulações e equipamentos, encaminhando-os para os tanques destinados a receber esses fluidos;

- Realizar a inertização de todas (100%) as linhas e equipamentos das plantas de processamento de óleo e gás, para fins de remoção dos gases residuais de hidrocarbonetos (petróleo) do interior destas tubulações e equipamentos, e a purga dos mesmos para o flare de cada unidade, onde será realizada a queima destes gases;
- Realizar a limpeza de todos (100%) os equipamentos das plantas de processamento de óleo e gás, dispondo adequadamente os resíduos oleosos removidos destas tubulações e equipamentos.
- GASODUTOS: Proceder à despressurização total dos gasodutos (100%), das linhas e dos equipamentos associados aos gasodutos de exportação, através do alinhamento dos gases de hidrocarbonetos (petróleo) para o flare de cada unidade, onde será realizada a queima.
- Proceder à lavagem de todos os dutos (100%) e equipamentos associados aos gasodutos de exportação, encaminhando os efluentes oleosos gerados pelos gasodutos para tratamento e descarte no Terminal de Cabiúnas.
- Inertizar todos (100%) os dutos e equipamentos dos gasodutos de exportação de hidrocarbonetos, para remover resíduos gasosos do interior dos dutos e equipamentos, e encaminhar os gases para o queimador de cada unidade.

★ **Fase 7 - Retirada de produtos químicos dos FPSOs:**

- Proceder à retirada de todos os produtos químicos (100%) empregados nas plantas de processamento de óleo e gás, incluindo inibidores de corrosão, polieletrólito, desemulsificante e antiespumante. Os mesmos serão transportados para um porto operado pela Petrobras ou para outras plataformas por meio de rebocadores, acondicionados em tambores, bombonas ou tanques, para posterior reutilização.

★ **Fase 8 - Desconexão dos sistemas de ancoragem dos FPSOs:**

- Remover todo (100%) as linhas dos sistemas de ancoragem (linhas de topo e intermediárias) dos FPSOs, incluindo cabos de poliéster e amarras. As amarras de fundo e âncoras do tipo estaca torpedo serão abandonadas definitivamente nas locações, sob a luz da tecnologia e legislação atuais. Remover todo (100%) o sistema de ancoragem das linhas flexíveis (poliéster), rabichos de amarras intermediários, colares e acessórios. Os trechos dos rabichos de fundo e âncoras do tipo estacas torpedo serão abandonados definitivamente nas locações.

★ **Fase 9 - Retirada dos FPSOs do campo de produção:**

- Transportar as unidades de suas locações (com suas plantas e equipamentos de processamento de óleo e gás, utilidades elétricas e sistemas instalados) para fora do país, em função do termino do contrato de afretamento dos FPSOs.

II.7.7.2.4. *Indicadores de Implementação de Metas*

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

- Percentual de linhas e instalações submarinas lavadas;
- Percentual de linhas e equipamentos inertizados (das plantas de processamento de óleo e gás);
- Percentual de equipamentos limpos (das plantas de processamento de óleo e gás);
- Percentual de retirada dos produtos químicos;
- Percentual de reutilização das linhas e instalações submarinas. Este indicador não poderá ser medido logo após a desmobilização dos FPSOs, uma vez que a reutilização das linhas depende de projetos futuros da Petrobras e da definição da melhor alternativa de destinação final (remoção

total/parcial ou abandono definitivo in situ) dos dutos, umbilicais e equipamentos submarinos);

- Percentual de remoção dos sistemas de ancoragem de topo e intermediário.

II.7.7.2.5. Público Alvo

O público-alvo do projeto de desativação compreende:

- A força de trabalho da PETROBRAS, incluindo empregados próprios e contratados, e de empresas contratadas envolvidas com o planejamento e a execução da operação de desativação;
- O órgão ambiental, 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 do empreendimento.

II.7.7.2.6. Metodologia

- **Fase 1 – Fechamento dos poços e interrupção da produção**

A parada da produção das Unidades Estacionárias de Produção (UEPs) FPSO-1 e FPSO-2 se inicia com a parada de injeção do gas-lift nos poços e de injeção de água nos poços de injeção, causando, conseqüentemente, a parada de produção dos poços das UEPs. Esta manobra visa oferecer maior segurança nas intervenções nos equipamentos submarinos. Em seguida fecham-se as válvulas das ANMs e dos Manifolds de produção e de injeção submarinos, param-se os turbo compressores, desligam-se as bombas de injeção de produtos químicos e são fechadas as Emergency Shutdown Valves (ESDV) dos gasodutos. Os drenos dos equipamentos são abertos e encaminhados os fluidos residuais para os tanques destinados a recebê-los.

Apenas equipamentos essenciais à realização das operações de descomissionamento e garantia da segurança das unidades flutuantes permanecerão operando.

Para o fechamento dos poços serão atuadas as válvulas das ANMs e dos Manifolds Submarinos de Produção e de Injeção de água, de forma a garantir as barreiras de segurança necessárias. A atuação poderá ser realizada pela plataforma a partir dos umbilicais eletro-hidráulicos de controle de cada poço ou a partir de embarcações equipadas com ROV.

Cada 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.

O abandono permanente dos poços será realizado conforme as diretrizes do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Integridade de Poços – SGIP (Resolução ANP nº 46/2016 – Capítulo 10.5 – Abandono).

O abandono dos poços será realizado dentro do processo IBAMA nº 02001.005368/2003-31, no âmbito da RLO nº 782/2008.

As intervenções nos poços seguirão os requisitos exigidos pela Resolução ANP nº 46/2016, Normas Petrobras e as melhores práticas da indústria petrolífera, sendo aprovadas pela ANP. Essas intervenções serão realizadas por sondas aprovadas pelo IBAMA. Após o término do abandono definitivo dos poços as ANMs serão recolhidas completamente pela sonda e enviadas para adequada destinação.

- **Fase 2 – Lavagem das linhas de produção e de serviço e dos equipamentos submarinos**

As atividades de lavagem serão executadas após a despressurização das linhas de produção e de serviço dos poços, bem como dos umbilicais de controle eletro-hidráulicos. As linhas de produção serão inicialmente limpas através da circulação de óleo diesel pela linha de serviço, seguido de um período de repouso

para facilitar a remoção do óleo aderido nas linhas. Além da lavagem das linhas de produção e de serviço, também serão lavadas as ANMs dos poços. Esse efluente (óleo + diesel) será encaminhado para um dos tanques de óleo de cada UEP, não sendo passível de descarte para o mar.

Posteriormente, as linhas de produção e de serviço serão lavadas através de circulação de água do mar, sendo consideradas limpas quando a água proveniente da lavagem atingir um Teor de Óleos e Graxas (TOG) menor ou igual a 15 ppm, conforme estabelecido pela Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/2011.

A estimativa de geração de água oleosa na lavagem das linhas de cada poço (produção e serviço) é de cerca de oito vezes o volume interno das linhas de produção e quatro vezes o volume interno das linhas de serviço. A partir disto, caso o enquadramento do TOG não seja inferior a 15 ppm, a circulação de água continuará até este limite ser atingido.

Os efluentes oleosos (diesel + óleo) estocados nos tanques de óleo das UEPs, após concluída a limpeza, serão transferidos para navios aliviadores através de operação de offloading, sendo posteriormente enviados para terminais costeiros.

Quanto aos efluentes gerados no processo de lavagem (água + óleo) dos sistemas de coleta, os mesmos serão estocados em tanques de cada FPSO (Slops) e posteriormente encaminhados para o Separador de Água e Óleo (SAO) de cada unidade. Após enquadramento do teor de óleos e graxas (TOG) a 15 ppm, os efluentes serão descartados para o mar.

Cada unidade possui um SAO com medidor de TOG on-line regulado para concentração de teor de óleo e graxa de até 15 ppm no descarte, um sistema para parada do descarte quando o este valor for ultrapassado, e recirculação automática. O descarte retornará somente quando o TOG atingir valores de até 15 ppm. Além disto, serão realizadas amostragens do descarte, para fins de determinação do TOG pelo método de espectrofotometria de absorção molecular, cujas análises serão realizadas nos próprios laboratórios de cada FPSO.

- **Fase 3 - Desconexão das Linhas Submarinas nas ANMs e nos Manifolds Submarinos:**

Posteriormente à limpeza dos dutos, com enquadramento do TOG (limite de 15 ppm), serão realizadas as operações de desconexão das linhas flexíveis (dutos, umbilicais e cabos elétricos que ainda se encontram conectados) nas ANMs e nos manifolds. Essas operações serão realizadas por mergulhadores ou com ROV, havendo preferência pela utilização desse último.

Após a desconexão, os pontos de conexão dos dutos nas ANMs serão tamponados (instalação de “flanges cegos”), de forma a deixar os equipamentos preparados para serem removidos no momento do abandono permanente dos poços. Os pontos de conexão dos dutos nos manifolds também serão tamponados, isolando os equipamentos do meio marinho.

As extremidades das linhas desconectadas nos equipamentos submarinos (ANMs e manifolds) serão posicionadas próximas aos poços, em abandono temporário. Destaca-se que nesse momento haverá movimentação das linhas no leito marinho somente o suficiente para executar essas operações.

Os dutos flexíveis (produção e serviço/gas-lift), enquanto estiverem abandonados temporariamente no leito marinho, ficarão preenchidos com água do mar e com pelo menos uma extremidade aberta para o mar. A manutenção das linhas abertas tem o objetivo de evitar a pressurização interna devido à geração de gás sulfídrico (H₂S), que é altamente tóxico para seres humanos e representa risco adicional para a tripulação da embarcação que eventualmente execute futuramente o recolhimento dos dutos, caso essa alternativa de destinação final das estruturas seja definida como a “preferida / mais indicada”.

Será assumido que a velocidade das correntes marítimas de fundo não seja capaz de induzir um fluxo no interior das linhas com a mesma ordem de grandeza da operação de limpeza, a qual será executada com fluxo em regime turbulento. Conseqüentemente, o abandono temporário de linhas de produção (ou teste de produção) lavadas (TOG ≤ 15 ppm) e abertas para o mar representa risco

insignificante de liberação de óleo para o meio ambiente marinho e, como já exposto, reduz o risco para os trabalhadores a bordo do PLSV.

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

Durante a desconexão dos umbilicais nas ANMs e manifolds haverá liberação para o mar de fluido hidráulico de controle, uma vez que não é possível removê-lo do interior das mangueiras termoplásticas.

- **Fase 4 - Desconexão (Pull-out) das linhas interligadas às unidades e abandono temporário dos risers**

- a) **Linhas de Produção, de serviço, de injeção e umbilicais:**

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

A operação de pull-out consiste na desconexão da extremidade do riser interligado à UEP e, posteriormente, passagem deste para um PLSV, utilizando o guincho de pull-out na plataforma. De posse da extremidade superior do riser, o PLSV inicia a operação de recolhimento da linha.

A sequência a seguir apresenta as seguintes etapas da operação de pull-out de 1ª extremidade:

- PLSV se aproxima da UEP;
- Preparação do duto na UEP para o *pull-out* (ex.: instalação da cabeça de tração);

- Conexão do cabo de *pull-out* (proveniente do guincho de *pull-out* na UEP) na cabeça de tração;
- Transferência do cabo do PLSV para a UEP;
- Conexão do cabo do PLSV na cabeça de tração;
- Realização do *pull-out* propriamente dito (transferência, da UEP para o PLSV, da extremidade do *riser*);
- Desconexão (a bordo do PLSV) do cabo de *pull-out*, o qual é recolhido pela UEP.

As linhas ficarão preenchidas com água do mar, pois pelo menos uma das extremidades será mantida aberta. Em seguida, estas extremidades serão apoiadas sobre o leito marinho, próximas à cada uma das unidades, em locais previamente definidas, de forma que não haja interação com os bancos de corais mapeados na área.

Durante a operação de abandono das linhas no leito marinho será realizado o *track survey* com auxílio do ROV da embarcação responsável pela operação, não havendo desconexão nesta fase, das extremidades ligadas aos poços.

Os resíduos gerados a bordo das UEPs e das embarcações de apoio envolvidas nas operações (inseridas formalmente nos Projetos Ambientais de Caráter Continuado – Processo IBAMA nº 02022.001637/11) decorrentes das atividades de descomissionamento serão segregados e depositados em coletores próprios conforme seu tipo e, posteriormente, enviados para terra para disposição final por empresas devidamente qualificadas. A gestão de resíduos será realizada conforme procedimentos aprovados pelo IBAMA, incluindo os radioativos e de bioincrustação.

O quantitativo de eventuais resíduos de bioincrustação contendo coral-sol gerados durante as operações de *pull out* dos *risers* das UEPs descomissionadas, serão informados nos Relatórios de Descomissionamento de Instalações.

A Petrobras considera que a disposição em aterro da bioincrustação gerada durante o *pull out* dos *risers*, assim como no recolhimento das amarras de topo das

linhas de ancoragem, se apresenta nesse momento como alternativa ambientalmente adequada à destinação, sem prejuízos aos requisitos legais ambientais e sanitários aplicáveis.

b) GASODUTOS

Assim como para os dutos de coleta e injeção dos poços, antes de realizar a desconexão dos gasodutos de exportação do FPSO-1 e do FPSO-2, será realizada sua devida lavagem.

Os gasodutos serão despressurizados, lavados e inertizados no trecho entre o FPSO-1 e o FPSO-2 e os manifolds submarinos de interligação.

A despressurização dos gasodutos se dará por meio do alinhamento dos gases de hidrocarbonetos (petróleo) para os queimadores dos FPSOs e PNA-1, respectivamente.

Os gasodutos serão condicionados com gás inerte (Nitrogênio - N₂), um colchão de inibidor de hidrato e posterior bombeio de água do mar.

Após a passagem do volume previsto de quatro vezes o volume de cada duto, serão feitas amostragens da água de lavagem, para fins de determinação do TOG pelo Método Espectrometria de Absorção Molecular.

Após a inertização será realizado o pull out do riser dos gasodutos, também realizado por uma embarcação PLSV.

Quanto aos gasodutos, será realizada a desconexão dos trechos ligados ao PLEM-Y- MRL-1, do FPSO-1 e do FPSO-2.

Antes da colocação da extremidade dos gasodutos no leito marinho, o ROV da embarcação realizará um track survey dos locais previstos, para confirmar a ausência de bancos de corais. Caso seja constatada a presença destes, será

realizado o desvio, que também receberá uma varredura visual com ROV. Além do track survey, durante a descida da extremidade dos gasodutos, um ROV irá acompanhar a operação para evitar possíveis desvios.

- **Fase 5 - Despressurização, drenagem, lavagem, inertização e limpeza das linhas e equipamentos das plantas de processamento**

Despressurização:

A despressurização dos equipamentos das plantas de processamento de óleo e gás dos FPSOs será conduzida por meio da abertura das válvulas de despressurização (PCV - Pressure Control Valve) para cada equipamento ou vaso de pressão, através do acionamento de botoeiras (chaves manuais) localizadas na sala de controle de produção de cada FPSO.

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 de cada unidade. O queimador realiza 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, N₂O, CH₄, HCNM (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 abertura dos vasos de pressão aos quais estão interligadas, sendo complementada pela 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 de cada FPSO, que se apresenta adequado às características da sua planta de processamento de óleo e gás.

Drenagem:

A drenagem das linhas e equipamentos das plantas de processamento de óleo 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 de cada FPSO. O óleo separado neste vaso será bombeado para um tanque e daí para um navio aliviador juntamente com o petróleo, enquanto a água, descarregada e armazenada em um dos tanques de cada FPSO, será posteriormente encaminhada para o SAO das unidades para tratamento e descarte com TOG de até 15 ppm, conforme estabelecido pela Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/2011.

Além de atender às diretrizes citadas acima, as atividades de drenagem seguirão o procedimento operacional específico de cada FPSO, adequado às características da sua planta de processamento de óleo e gás.

Lavagem dos Sistemas da Planta de Processamento (linhas e equipamentos):

A lavagem consiste na circulação de água de uso industrial através da planta de processamento de óleo e gás dos FPSOs, que é composta de coletores (headers) de produção, tubulações, degaseificadores, tanques separadores de produção ("Settling Tanks" que são tanques estruturais, dedicados, dos FPSOs), tratadores eletrostáticos, vasos depuradores de gás, tanques de drenagem, vasos de tocha e outros equipamentos. O efluente (água oleosa = água + óleo removido) será encaminhado para um dos tanques de cada FPSO, sendo transferidos para o SAO da unidade para tratamento e descarte a 15 ppm, conforme estabelecido pela Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/2011.

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 de processo através do sistema.

Além de atender às diretrizes citadas acima, a atividade de lavagem seguirá o procedimento operacional específico de cada FPSO, como mencionado para as outras fases.

Inertização:

A inertização consiste na injeção e sopragem de vapor de água e nitrogênio através das linhas e equipamentos das plantas de processamento de óleo e gás dos FPSOs, de modo a provocar a purga e exaustão de gases residuais de hidrocarbonetos do interior dos mesmos.

Limpeza:

Para a limpeza interna dos equipamentos (vasos e tanques) das plantas de processamento de óleo e gás dos FPSOs, os mesmos são abertos para fins de remoção dos resíduos sólidos oleosos remanescentes do processo de lavagem.

Antes da execução da limpeza, são realizadas medições de concentração de gases de hidrocarbonetos em diversos pontos (de linhas e equipamentos) selecionados das plantas, 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 porto de Imbetiba, em Macaé, de onde serão encaminhados para tratamento e disposição final.

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 porventura existentes, como o óleo ainda aderido às paredes das tubulações.

Além de atender às diretrizes citadas acima, as atividades de limpeza seguem os procedimentos operacionais específicos de cada FPSO, adequado às características da sua planta de processamento de óleo e gás.

Fase 6 - Limpeza dos vasos e tanques de carga

A limpeza dos tanques se dará através do sistema COW (*Crude Oil Wash*) original do FPSO-1 e do FPSO-2. Em seguida será realizada a drenagem dos tanques e o seu conteúdo de fase líquida enviado para “offloading” juntamente com o petróleo. Após a purga dos gases e a ventilação dos tanques e vasos da planta, para enquadramento na condição FFM (*free for man*), isto é, liberado para as atividades dos operadores, inicia-se o processo de limpeza através de raspagem que é feita pela equipe de limpeza no interior dos tanques, com uso de pás para a retirada da borra oleosa e posterior inertização. Desta forma, enquadra-se na condição FFF (*free for fire*), onde não há risco de princípio de incêndio. O resíduo gerado será acondicionado dentro de sacos plásticos devidamente identificados e removidos dos tanques. Sobre o convés, esses sacos serão acondicionados em tambores para descarte.

Fase 7 - 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) unidade(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.

Para o transporte dos produtos químicos será utilizado o mesmo tipo de embarcação para suprimento e apoio das unidades marítimas. Vale ressaltar que os produtos químicos a serem retirados do FPSO-1 e do FPSO-2 estarão acondicionados em tambores/bombonas, não havendo produtos a granel que necessitem de offloading. Está previsto o envio destes produtos para o Porto de Imbetiba (Macaé - RJ), onde serão destinados ao estoque de produtos químicos da Petrobras para posteriormente serem reutilizados em uma outra unidade.

Fase 8 - Desconexão do sistema de ancoragem dos FPSOs

A remoção dos sistemas de ancoragem dos FPSOs integra as operações de desativação de instalações submarinas das unidades, e visando a adoção de cuidados ambientais adequados, a mesma também será executada atendendo a análise e gerenciamento de riscos ambientais, a identificação e avaliação de impactos ambientais e as medidas mitigadoras previstas no âmbito do licenciamento ambiental do projeto de Revitalização dos Campos de Marlim e Voador.

Os sistemas de ancoragem do FPSO-1 e do FPSO-2 serão desconectados através dos guinchos de ancoragem dos próprios navios com o auxílio de uma embarcação AHTS (Anchor Handling Tug Supply) e um RSV (ROV Supply Vessel) ou AHTS com ROV (Remotely Operated Vehicle). Na operação de desmobilização dos FPSOs serão utilizados rebocadores para auxiliar na manutenção da posição dos FPSOs. Está previsto que os FPSOs partirão para o exterior em função do término do contrato de afretamento das unidades com a Petrobras.

O sistema de ancoragem de cada unidade conta com 22 tramos de amarras com espessura de 120 mm, sendo que todos os tramos de amarras de topo e intermediária (cabo de poliéster) até o gancho KS (elemento que conecta o trecho de fundo com o trecho intermediário das linhas de ancoragem) serão retirados. As amarras de topo e as intermediárias (poliéster) serão reaproveitadas. Essas amarras recuperadas serão inspecionadas e reparadas dentro da própria embarcação.

Os trechos de amarras de fundo que vão do gancho KS até as âncoras tipo estaca torpedo, conectadas a essas, serão abandonados nas posições originais. Portanto, os trechos de amarras de fundo e/ou cabos de aço e as âncoras (estacas torpedo) serão abandonados nas posições atuais. O abandono é proposto, principalmente, em virtude da inexistência de tecnologias atuais para a recuperação dos mesmos. Cada conjunto de estaca torpedo-amarra de fundo ou âncora-cabo de aço é um elemento único, chamado sistema de fundo e são constituídos apenas por aço.

Considerando as características inerentes ao sistema de fundo e os riscos associados às operações de recuperação desse sistema, é proposto o abandono dos sistemas de fundo sobre o leito marinho no local onde foram inicialmente instaladas.

Já os sistemas de ancoragem das linhas flexíveis de ambos os FPSOs, serão desconectados dos trechos “flow” das linhas flexíveis por uma embarcação PLSV, com o apoio de ROV, quando do início da desconexão (pull out) das linhas flexíveis previstas.

O projeto considera, para o FPSO-1, a instalação de 58 sistemas de ancoragem de linha e para o FPSO-2, 53 sistemas de ancoragem de linha, tendo em cada conjunto uma (01) estaca do tipo torpedo de linha (T-24 ou T-35) conectado a um (01) rabicho de amarra de fundo rabicho de amarra intermediário com acessórios (manilha, anéis, elos, gancho de carga) e o rabicho do colar de ancoragem da linha.

Na desconexão dos sistemas de ancoragem das linhas, a embarcação PLSV irá desconectar o rabicho de amarra intermediário do rabicho de amarra do colar de ancoragem da linha flexível e fará o recolhimento deste trecho e seus acessórios.

Os rabichos de amarras de fundo e torpedos de linha serão abandonados nas locações originais seguindo o mesmo padrão informado para no abandono dos trechos de amarras de fundo e dos torpedos dos sistemas de ancoragem dos FPSOs.

Os resíduos gerados a bordo das UEPs e das embarcações de apoio envolvidas nas operações (inseridas formalmente nos Projetos Ambientais de Caráter Continuado – Processo IBAMA nº 02022.001637/11) decorrentes das atividades de descomissionamento serão segregados e depositados em coletores próprios conforme seu tipo e, posteriormente, enviados para terra para disposição final por empresas devidamente qualificadas. A gestão de resíduos será realizada conforme procedimentos aprovados pelo IBAMA, incluindo os radioativos e de bioincrustação.

O quantitativo de eventuais resíduos de bioincrustação contendo coral-sol gerados durante a desconexão e recolhimento (trechos de topo e intermediário) das linhas de ancoragem, serão informados nos Relatórios de Descomissionamento de Instalações.

A Petrobras considera que a disposição em aterro da bioincrustação gerada durante o pull out dos risers, assim como no recolhimento das amarras de topo das linhas de ancoragem, se apresenta nesse momento como alternativa ambientalmente adequada à destinação, sem prejuízos aos requisitos legais ambientais e sanitários aplicáveis.

Fase 9 - Retirada do FPSO-1 e do FPSO-2 do Campo de produção

Após o término das atividades de Revitalização da produção dos campos de Marlim e Voador, na Bacia de Campos, está previsto o reboque do FPSO-1 e do FPSO-2 para o exterior, em função do término dos contratos de afretamento entre a Petrobras e as empresas responsáveis pela operação das unidades.

II.7.7.2.7. Acompanhamento e Avaliação

Este Projeto prevê a consolidação dos procedimentos e ações a serem empregados durante a desativação das unidades.

Ao longo do desenvolvimento da fase de operação, é prevista a revisão do mesmo, de modo a adequá-lo às novas tecnologias, tendências da indústria petrolífera e requisitos legais vigentes. O Projeto revisado e detalhado quanto ao uso e destino previsto para as estruturas existentes, será submetido a esta CGMAC/IBAMA na época da desativação de cada uma das unidades do empreendimento.

O acompanhamento da implementação do Projeto de Desativação das unidades será realizado por meio de coleta e sistematização de informações sobre as operações de desativação realizadas, e comparação dos resultados esperados com os resultados parciais e totais obtidos.

Tais informações serão consolidadas em relatórios, com periodicidade anual, pelo Ativo de Produção de Marlim da UO-BC (Unidade de Operações da Bacia de Campos), responsável pela operação e desativação do FPSO-1 e do FPSO-2 nos Campos de Marlim e Voador, para envio à CGMAC/IBAMA.

II.7.7.2.8. Resultados Esperados

Ao final da desativação das UEPs 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 que não sejam passíveis de reaproveitamento, sendo que, na ocasião do descomissionamento dos sistemas submarinos (FPSO-1 previsto para outubro de 2047 e o FPSO-2 previsto para fevereiro de 2048), a melhor alternativa de destinação final (remoção total/parcial ou abandono definitivo in situ) dos dutos, umbilicais e equipamentos submarinos será definida com base na avaliação de critérios técnicos, de segurança, ambientais, sociais e econômicos;
- Destino adequado dos produtos químicos;

- Abandono dos poços de acordo com a Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços – SGIP (Resolução ANP nº 46/2016 – Capítulo 10.5 – Abandono);
- Recolhimento dos obstáculos submarinos de acordo com a Portaria ANP 27/2006.

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

II.7.7.2.9. Interrelação com Outros Projetos

O projeto de desativação das unidades de produção de Revitalização dos Campos de Marlim e Voador estará diretamente relacionado com os seguintes projetos:

- Projeto de controle de poluição (PCP) devido à necessidade de gerenciar, controlar e dar destinação adequada aos resíduos e efluentes gerados durante a operação de desativação das unidades, de acordo com as normas técnicas e requisitos legais aplicáveis. Desta forma o projeto de controle de poluição fornecerá embasamento técnico nestes quesitos ao projeto de desativação.
- Projeto de comunicação social (PCS), na medida em que esclarece o prazo de operação das unidades do empreendimento, contribui para conscientização da sociedade sobre o tempo de vida útil do mesmo, alertando as autoridades locais quanto à necessidade de estímulo e desenvolvimento de novas atividades socioeconômicas.
- Projeto de educação ambiental dos trabalhadores (PEAT), 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 das unidades e as interferências das mesmas com o meio ambiente.

- Projeto de Educação Ambiental (PEA), o qual deverá promover junto aos grupos de interesse a discussão dos aspectos e impactos ambientais advindos da operação de desativação dos FPSOs.

II.7.7.2.10. Atendimento aos Requisitos Legais e/ou Outros Requisitos

- Resolução ANP Nº 27 de 18 de outubro de 2006 "Aprova o Regulamento Técnico que define os procedimentos a serem adotados na Desativação de Instalações e especifica condições para Devolução de Áreas de Concessão na Fase de Produção";
- Resolução Nº 43 de 6 de dezembro de 2007. Aprova o regulamento técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO) para as Instalações de Perfuração e de Produção de Petróleo e Gás Natural;
- Resolução Nº 41 de 9 de outubro de 2015. Aprova o regulamento técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos (SGSS);
- Resolução Nº 46 de 1 de novembro de 2016. Aprova o regulamento para o Regime de Segurança Operacional para Integridade de Poços de Petróleo e Gás (SGIP);
- Nota Técnica nº 01/2011 – CGPEG/DILIC/IBAMA. Projeto de Controle da Poluição.