

II.2 - CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE

II.2.1 - Apresentação

As informações do projeto, seus objetivos, sua localização, a descrição da Unidade Estacionária de Produção (UEP) e dos poços, sua contribuição ao setor petrolífero e cronograma preliminar, estão descritos nos subitens a seguir.

II.2.1.1 - Descrição Sucinta do Projeto

Este empreendimento faz parte do Programa Exploratório do Bloco de Libra, que visa obter informações para definir a melhor estratégia de desenvolvimento de toda a área, a através dos futuros sistemas definitivos. A PETROBRAS pretende realizar 01 Teste de Longa Duração (TLD) e 04 Sistemas de Produção Antecipada (SPA) para a obtenção de dados robustos e confiáveis.

O Teste de Longa Duração (TLD) é realizado para estimar o potencial de produção e obter dados dinâmicos do fluxo dos fluidos nos reservatórios, ainda na fase de avaliação exploratória. O SPA apresenta as mesmas características do TLD, mas com denominação diferenciada em virtude de ocorrer após a declaração de comercialidade do bloco conforme determinado pela ANP, portanto, dentro da fase de produção. A duração estimada para cada teste é de 365 dias.

É importante ressaltar que os dados utilizados para a elaboração deste estudo são preliminares e poderão sofrer alteração no decorrer do desenvolvimento da Fase de Avaliação Exploratória.

Este empreendimento no Bloco de Libra envolve a implantação de um sistema de produção, incluindo 02 poços (01 poço produtor e 01 poço injetor de gás) por teste, equipamentos submarinos e uma Unidade Estacionária de Produção (UEP) do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage, Offloading* – Unidade Flutuante de Produção, Estocagem, Transferência de Óleo) com reinjeção de gás.

A produção de petróleo será armazenada no FPSO e escoada através de navios aliviadores, enquanto o gás produzido será parcialmente consumido na unidade

de produção e o restante reinjetado no reservatório, conforme detalhado no **subitem II.2.4.2.3.2 - Sistema de Processamento e Compressão de Gás.**

Para o desenvolvimento das atividades de TLD e SPAs do Bloco de Libra, a PETROBRAS (Petróleo Brasileiro S.A.) participa de um consórcio com as empresas Shell Brasil Petróleo Ltda., Total E&P do Brasil Ltda., CNOOC Petroleum Brasil Ltda. e CNPC Brasil Petróleo e Gás Ltda., no novo modelo de Contrato de Partilha de Produção. A PETROBRAS é a operadora deste consórcio com participação de 40%, a Shell e a Total possuem 20% cada uma e as companhias chinesas CNOOC e CNPC, 10% cada uma.

A descrição detalhada dos empreendimentos no Bloco de Libra (TLD e SPAs) e as características operacionais e de instalação são apresentadas no **item II.2.4 - Descrição das Atividades.**

II.2.1.2 - Objetivos da Atividade

O principal objetivo do Teste de Longa Duração (TLD) e dos Sistemas de Produção Antecipada (SPAs) é a aquisição de dados dinâmicos do reservatório para o desenvolvimento do bloco, permitindo a mitigação das maiores incertezas do projeto, com a antecipação da produção de óleo. Em geral, o conjunto de informações adquiridas nestes empreendimentos consiste em:

- Dados dinâmicos dos poços e reservatório (queda de pressão, Índice de Produtividade em longo prazo, evolução dos mecanismos de danos, eficiência de estimulação);
- Identificação dos limites do reservatório;
- Transmissibilidade lateral e vertical (essencial para avaliar os mecanismos de recuperação e definir a geometria dos poços);
- Identificação de falhas selantes e fácies não reservatório;
- Identificação de fraturas condutivas e camadas super-K;
- Suporte da pressão de aquífero e produção prematura de água;
- Variações do fluido no reservatório;
- Calibração dos modelos de reservatório e fluxo multifásico por ajuste de histórico;

- Problemas de garantia de escoamento (parafinas, asfaltenos, incrustações e migração de finos) e de eficiência das ações de mitigação (injeção de química);
- Desempenho da planta de processamento;
- Teste de novas tecnologias no bloco;
- Operações de alívio da unidade de produção.

II.2.1.3 - Localização e Limites do Bloco

O Bloco de Libra está localizado na Bacia de Santos, a 165 km do litoral do estado do Rio de Janeiro, em lâmina d'água variando entre 1.700 m e cerca de 2.300 m, com uma área de 1.547,76 km², conforme **Figura II.2.1.3-1**. Um mapa com a localização dos poços e do FPSO e o arranjo submarino durante a produção no TLD e em cada SPA é apresentado no **Anexo II.2.1.3-1**.

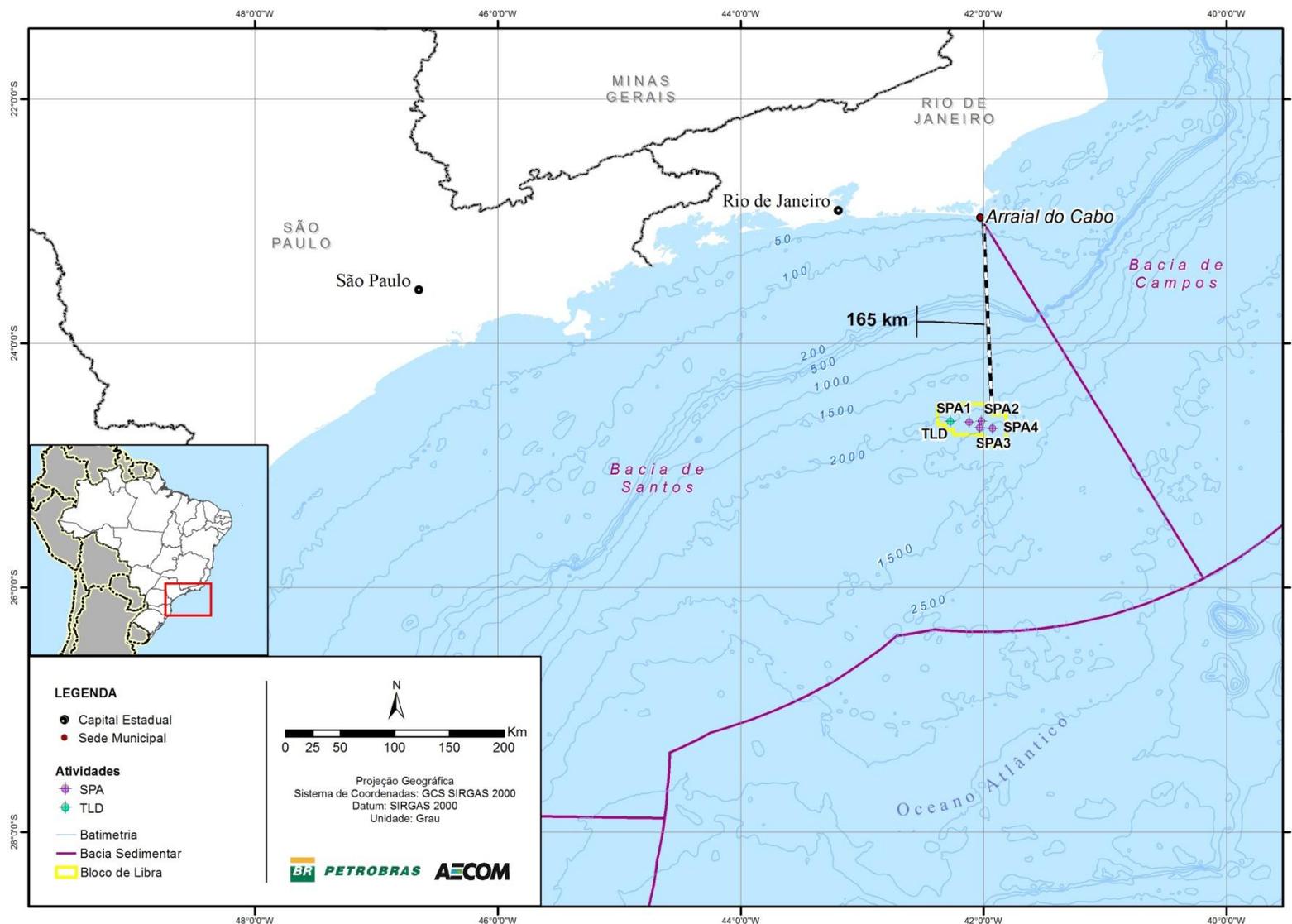


Figura II.2.1.3-1 – Localização do Bloco de Libra na Bacia de Santos, com indicação do Teste de Longa Duração (TLD) e dos Sistemas de Produção Antecipada (SPAs).

II.2.1.4 - Localização da Unidade de Produção na Área de Implantação do Empreendimento

Para a realização dos TLD e SPAs do Bloco de Libra será utilizada uma Unidade Estacionária de Produção (UEP) do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*), denominada FPSO Pioneiro de Libra. O **Quadro II.2.1.4-1** apresenta as coordenadas previstas para o FPSO durante os testes, a quantidade de poços e a duração prevista.

Quadro II.2.1.4-1 - Locação do FPSO Pioneiro de Libra durante o Teste de Longa Duração (TLD) e os Sistemas de Produção Antecipada (SPAs) no Bloco de Libra, Bacia de Santos.

FPSO	Atividade	Coordenadas Geográficas (Sirgas 2000)		Lâmina d'água (m)	Quantidade de Poços	Duração (meses)
		Latitude	Longitude			
Pioneiro de Libra	TLD	24,640442° S	42,274269° W	1.990	2	12
	SPA 1	24,643883° S	42,117322° W	2.105	2	12
	SPA 2	24,637056° S	42,027250° W	2.165	2	12
	SPA 3	24,691603° S	42,033525° W	2.205	2	12
	SPA 4	24,696808° S	41,925161° W	2.295	2	12

O **Anexo II.2.1.3-1** contém mapa georreferenciado que ilustra a localização dos poços e do FPSO nos empreendimentos (TLD e SPAs) no Bloco de Libra.

II.2.1.5 – Descrição dos Poços a serem Interligados ao Sistema de Produção

Para cada teste previsto serão utilizados dois poços (01 produtor e 01 injetor de gás), os quais estão localizados nas coordenadas e lâminas d'água apresentadas no **Quadro II.2.1.5-1**.

Quadro II.2.1.5-1 - Coordenadas geográficas e lâminas d'água dos poços no Bloco de Libra, Bacia de Santos.

Teste	Poços	Tipo de Poço	Coordenadas Geográficas (SIRGAS 2000)		Lâmina d'água (m)
			Norte	Leste	
TLD	NW3	Produtor	24,671222° S	42,264672° W	1.970
	NW2	Injetor	24,628206° S	42,248658° W	2.030
SPA 1	C2	Produtor	24,612069° S	42,118978° W	2.080
	C4	Injetor	24,665181° S	42,091097° W	2.150
SPA 2	C1	Produtor	24,655686° S	42,045275° W	2.160
	C3	Injetor	24,581128° S	42,001250° W	2.110
SPA 3	SE2	Produtor	24,672578° S	42,006128° W	2.200
	SE3	Injetor	24,703764° S	41,995375° W	2.200
SPA 4	SE1	Produtor	24,670903° S	41,901350° W	2.280
	SE4	Injetor	24,742844° S	41,936142° W	2.315

O **Quadro II.2.1.5-2**, a seguir, apresenta as características tais como o diâmetro, quantidade de fases, a inclinação e o tipo de produção, dos dois poços de referência para o TLD e quatro SPAs.

Quadro II.2.1.5-2 - Parâmetros de perfuração dos poços de referência (1 produtor e 1 injetor) no Bloco de Libra, Bacia de Santos.

Teste	Poço	Fase	Diâmetro (pol)	Diâmetro do Revestimento (pol)	Intervalo (m)		Inclinação (graus)	Tipo de produção
					Inicial	Final		
TLD	NW3 (Produtor)	I	42"	36"	1.952	2.037	0	Surgência Natural ou Gas-Lift Contínuo
		II	28"	22"	2.037	3.250	0	
		III	17 ½"	14"	3.250	5.317	0	
		IV	12 ¼"	9 5/8"	5.317	5.850	0	
	NW2 (Injetor)	I	42"	36"	2.032	2.118	0	N/A
		II	28"	22"	2.118	3.245	0	
		III	17 ½"	14"	3.245	5.302	0	
		IV	12 ¼"	9 5/8"	5.302	5.900	0	

Continua

Continuação - Quadro II.2.1.5-2

Teste	Poço	Fase	Diâmetro (pol)	Diâmetro do Revestimento (pol)	Intervalo (m)		Inclinação (graus)	Tipo de produção
					Inicial	Final		
SPA 1	C2 (Produtor)	I	42"	36"	2.065	2.149	0	Surgência Natural ou Gas-Lift Contínuo
		II	28"	22"	2.149	3.110	0	
		III	22"	18"	3.110	3.860	0	
		IV	16"	14"	3.860	5.270	0	
		V	12 ¼"	9 5/8"	5.270	5.850	0	
	C4 (Injetor)	I	42"	36"	2.150	2.234	0	N/A
		II	28"	22"	2.234	3.300	0	
		III	22"	18"	3.300	3.800	0	
		IV	16"	14"	3.800	5.235	0	
		V	12 ¼"	9 5/8"	5.235	5.850	0	
SPA 2	C1 (Produtor)	I	42"	36"	2.158	2.244	0	Surgência Natural ou Gas-Lift Contínuo
		II	28"	22"	2.244	3.341	0	
		III	17 ½"	14"	3.341	4.866	0	
		IV	12 ¼"	9 5/8"	4.866	5.850	0	
	C3 (Injetor)	I	42"	36"	2.100	2.184	0	N/A
		II	28"	22"	2.184	3.300	0	
		III	22"	18"	3.300	3.900	0	
		IV	16"	14"	3.900	5.320	0	
		V	12 ¼"	9 5/8"	5.320	5.850	0	
	SPA 3	SE2 (Produtor)	I	42"	36"	2.200	2.284	0
II			28"	22"	2.284	3.400	0	
III			17 ½"	14"	3.400	5.175	0	
IV			12 ¼"	9 5/8"	5.175	5.850	0	
SE3 (Injetor)		I	42"	36"	2.320	2.404	0	N/A
		II	28"	22"	2.404	3.500	0	
		III	17 ½"	14"	3.500	5.205	0	
		IV	12 ¼"	9 5/8"	5.205	5.850	0	
SPA 4	SE1 (Produtor)	I	42"	36"	2.280	2.364	0	Surgência Natural ou Gas-Lift Contínuo
		II	28"	22"	2.364	3.400	0	
		III	17 ½"	14"	3.400	4.935	0	
		IV	12 ¼"	9 5/8"	4.395	5.850	0	
	SE4 (Injetor)	I	42"	36"	2.275	2.359	0	N/A
		II	28"	22"	2.359	3.475	0	
		III	17 ½"	14"	3.475	5.125	0	
		IV	12 ¼"	9 5/8"	5.125	5.850	0	

II.2.1.6 - Contribuição da Atividade para o Setor Industrial Petrolífero

De acordo com o Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural - Dezembro de 2014 (ANP, 2015), a produção¹ total de petróleo e gás natural no país atingiu 3.096 Mboe/d, sendo 2.497 Mbb/d de petróleo e 95,1 MMm³/d de gás.

De acordo com este mesmo boletim, 91,8% da produção de petróleo e gás natural no Brasil, em dezembro de 2014, foram provenientes de campos operados pela Petrobras, correspondendo a 2.284.262 bbl/d de petróleo e 88.773 Mm³/d de gás natural, ou seja, uma produção total de 2.842.644 boe/d.

Apesar da capacidade máxima da planta de produção de 50.000 bbl/d de petróleo, a produção média estimada de petróleo é de 30.000 bbl/d, durante cada teste no Bloco de Libra e, assim, as atividades do TLD e SPAs contribuirão para um acréscimo na produção atual de petróleo em 1,2%.

O acréscimo de 1,2% na produção nacional de petróleo, apesar de não se mostrar expressivo, é notável para TLDs. Adicionalmente, após o início da produção dos sistemas definitivos de Libra, que serão planejados utilizando as informações obtidas nos testes, espera-se que a contribuição na produção de petróleo do país seja mais relevante.

II.2.1.7 - Cronograma Preliminar da Atividade

O cronograma previsto das atividades de TLD e SPAs, contemplado as etapas de implantação, operação e desativação é apresentado na **Figura II.2.1.7-1**.

¹ m³: metros cúbicos; bbl: barris (1 m³ = 6,29 bbl); boe: barris de óleo equivalente (1.000 m³ de gás = 6,29 bbl); M: milhares; MM: milhões (ANP, 2015).

II.2.2 - Histórico

II.2.2.1 - Atividades Petrolíferas Realizadas no Bloco

A acumulação de hidrocarboneto de Libra foi descoberta pelo poço 2-ANP-2A-RJS em um modelo de contratação direta entre a ANP e a PETROBRAS no ano de 2010, em área não concedida da Bacia de Santos. Este poço encontra-se em lâmina d'água de 1.964 m, sua perfuração teve início em 07/07/2010 e término em 07/12/2010 ao atingir a profundidade final de 6.029 m na base da sequência das coquinas, Formação Itapema. A conclusão da avaliação do reservatório ocorreu em 05/02/2011 após realização de um teste de formação em poço revestido (TFR-01). O poço foi reclassificado como descobridor de bloco com óleo e abandonado provisoriamente por logística de exploração e por estar em área pertencente à União.

O Bloco de Libra foi adquirido pelo consórcio formado pela PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S.A. (Operadora), Shell Brasil Petróleo Ltda., Total E&P do Brasil Ltda., CNOOC Petroleum Brasil Ltda. e CNPC Brasil Petróleo e Gás Ltda., na primeira rodada de Partilha de Produção realizada pela ANP em 21/10/2013, no novo modelo de Contrato de Partilha (CP Libra). A PETROBRAS como operadora detém 40% de participação, a Shell e a Total 20% cada uma e as companhias CNOOC e CNPC 10% cada uma.

Além dos dados geológicos do poço 2-ANP-2A-RJS, a PETROBRAS dispõe de dados sísmicos 3D na modalidade multiclente. O dado sísmico foi adquirido e processado usando migração pré-empilhamento em profundidade (PSDM) pela CGG Veritas em Outubro/2012, sendo adquirido pela PETROBRAS em Fevereiro/2013. Esta atividade de pesquisa sísmica 3D, denominada Santos Fase VI-A, possui uma área de 2.850 km², englobando toda a área do Bloco Libra.

Nos meses de agosto e setembro de 2014 foram perfurados no Bloco de Libra dois poços de investigação: o 3-BRSA-1255i-RJS e o 3-BRSA-1267i-RJS, respectivamente. Esses poços foram perfurados com o objetivo de investigar

riscos geológicos rasos, como a possibilidade de ocorrência de água pressurizada. O objetivo da perfuração foi atingido e não foram observados influxos de água para os poços.

Em sequência, foram iniciados os poços exploratórios de extensão 3-BRSA-1255-RJS, em agosto, na região noroeste do bloco e o 3-BRSA-1267-RJS, em setembro, na região central do bloco.

II.2.2.2 - Sumário do Projeto

Com objetivo de viabilizar a melhor estratégia de desenvolvimento do Bloco de Libra através dos sistemas definitivos, a PETROBRAS pretende realizar 01 Teste de Longa Duração (TLD) e 04 Sistemas de Produção Antecipada (SPA) para a obtenção de dados robustos e confiáveis.

O TLD visa estimar o potencial de produção dos reservatórios em um período de avaliação exploratória. Os SPAs apresentam características semelhantes ao TLD, mas com denominação diferenciada em virtude de ocorrer após a declaração de comercialidade do bloco onde será realizado.

Os empreendimentos envolvem a implantação de um sistema de produção, incluindo poços produtores e injetores de gás, equipamentos submarinos e uma unidade de produção, ilustrados na **Figura II.2.2.2-1**.

A Unidade Marítima de Produção prevista para operar nos empreendimentos é do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage, Offloading* – Unidade Flutuante de Produção, Estocagem, Transferência de Óleo) com reinjeção de gás, conforme detalhado no **item 2.4.2 – Descrição Geral da Unidade de Produção**.

As estruturas submarinas necessárias para a produção de petróleo e gás nos projetos dos TLD e SPAs englobam linhas de produção, linhas de injeção de gás, linhas de serviço, umbilicais de controle e árvores de natal molhadas (ANM).

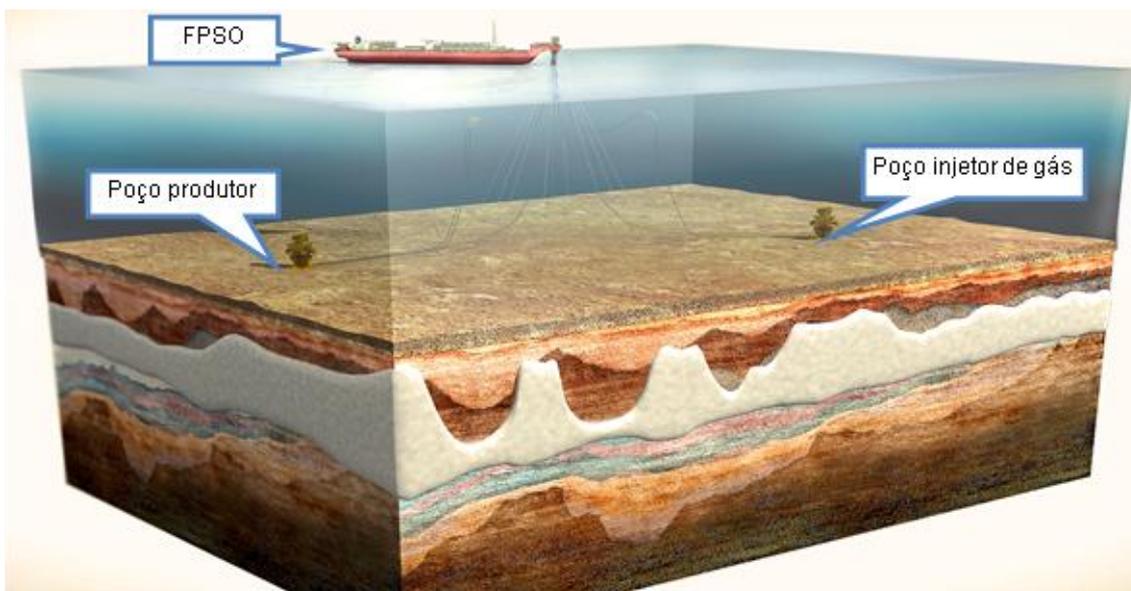


Figura II.2.2-1 - Representação esquemática da interligação de poço produtor e de poço injetor de gás ao FPSO.

As linhas de produção escoarão a produção de óleo e gás do reservatório, interligando os poços produtores ao FPSO. Cada poço produtor possuirá três linhas que se conectarão à UEP: uma linha de produção, uma linha de serviço (acesso ao espaço anular do poço) e um umbilical eletro-hidráulico (responsável pelo controle dos atuadores submarinos e comunicação entre o poço e a UEP). O FPSO está projetado para receber petróleo também pela linha de serviço caso seja necessário.

Os poços injetores serão utilizados para a reinjeção do gás no reservatório e serão interligados ao FPSO por um conjunto composto de uma linha de injeção de gás e um umbilical eletro-hidráulico de controle. Uma segunda linha de injeção de gás pode ser conectada à ANM caso seja necessária a reinjeção de maiores vazões de gás.

Os poços possuirão equipamentos denominados “Árvore de Natal Molhada” (ANM), que são estruturas constituídas por um conjunto de válvulas, linhas de fluxo e um sistema de controle interligado a um painel localizado na plataforma. As ANMs são equipamentos de segurança e de controle de fluxo (*on-off*) que permitem o fechamento do poço quando necessário.

O FPSO terá uma capacidade máxima de processar, aproximadamente, 50.000 bbl/d (média de 30.000 bbl/d) ou 8.000 m³/d de óleo, 4,0 milhões de m³/d de gás e de tratar 4.000 m³/d de água produzida. O óleo será processado e armazenado no FPSO e escoado por navios aliviadores, enquanto o gás será consumido nos equipamentos da unidade e reinjetado no reservatório através das linhas de reinjeção. É válido ressaltar que, em algumas exceções, está prevista a queima de gás no *flare*, como, por exemplo, no comissionamento da unidade e, em especial no TLD quando será realizado o comissionamento pela primeira vez do Sistema de Compressão. Nestes momentos, os limites de queima de gás estabelecidos pela ANP serão respeitados.

II.2.3 - Justificativas

A realização de Teste de Longa Duração (TLD) é requisito do Programa Exploratório Mínimo (PEM) do contrato de partilha de Libra para finalização da fase de Exploração. Portanto, ao menos um TLD deve ser obrigatoriamente realizado.

Além disso, este tipo de empreendimento faz parte da estratégia de mitigação de riscos dos sistemas definitivos de produção, influenciando, significativamente, o plano de drenagem final para os seguintes aspectos:

- Definição do número ótimo e locação dos poços;
- Seleção do melhor mecanismo de recuperação, secundário ou terciário;
- Definição da estratégia de produção e injeção, geometria dos poços e estratégia de completação e estimulação;
- Projetos de engenharia submarina e elevação artificial;
- Seleção de materiais para os poços, linhas de coleta e *topside*;
- Maior confiabilidade nas previsões de produção.

A PETROBRAS tem experiência com TLDs e SPAs nos seus campos *offshore* como Garoupa, Marlim, Marlim Sul, Roncador e Jubarte no pós-sal e, no pré-sal, Lula e Sapinhoá. A realização de TLDs nestes campos proporcionou uma aquisição de dados mais rápida, mais barata e com menos poços perfurados.

Especificamente para Libra, que possui um reservatório com grande espessura e em um ambiente complexo, a realização do TLD e dos SPAs será essencial para determinação da melhor estratégia de desenvolvimento do bloco. Eles também possibilitarão a análise prévia dos resultados de produção e injeção em altas vazões antes do projeto dos sistemas definitivos.

II.2.3.1 - Aspectos Econômicos

Com a implantação do empreendimento, caso a comercialidade da área seja confirmada, novos sistemas definitivos de produção de petróleo serão implantados na Bacia de Santos, em áreas de reservatórios do pré-sal, potencializando a cadeia de fornecedores de materiais e serviços e auxiliando na geração de empregos no país.

Destaca-se também a importância dos empreendimentos para o sucesso dos sistemas definitivos de produção, que terão grande impacto no aumento da produção de petróleo do Brasil, com grande relevância para o desenvolvimento do país como fonte de energia e insumos.

O sucesso da implantação dos empreendimentos previstos na área aumentará a arrecadação do Governo Federal, Estados e Municípios, que serão beneficiados, em diferentes proporções, pelo pagamento de impostos (ICMS, ISS, CSLL, PIS, COFINS, Imposto de Renda), *royalties* e parte da produção de óleo.

II.2.3.2 - Aspectos Técnicos

Informações sobre o comportamento do óleo, tanto no reservatório quanto na planta de processo da plataforma, permitem o conhecimento dos reservatórios e a otimização do projeto exploratório. Desta forma, estas informações tornam-se fundamentais para as etapas de planejamento e implantação dos projetos de desenvolvimento definitivo de produção na área do Pré-Sal. Também é fundamental a utilização desse conhecimento para o desenvolvimento de áreas com características semelhantes. Esta estratégia

tem obtido grande sucesso nos campos de produção em águas profundas das Bacias de Campos e Santos.

As atividades de exploração e produção de petróleo na camada pré-sal apresentam algumas dificuldades técnicas, tais como:

- A obtenção de um comportamento regular de produção a partir da rocha produtora do tipo carbonática de origem microbial e bastante heterogênea;
- A construção de poços atravessando uma espessa camada de sal, em alguns pontos com espessura próxima de 2.000 m; e
- A viabilização da produção de petróleo e gás em lâmina d'água profunda e a grande distância do continente, com custo competitivo.

Nesse sentido, a realização de TLD e SPAs é essencial para a estratégia de desenvolvimento da PETROBRAS, pois permite a aquisição de informação dinâmica, antecipando e reduzindo os riscos dos projetos dos sistemas definitivos do bloco estudado.

II.2.3.3 - Aspectos Sociais

O crescimento da produção nacional de petróleo e gás poderá contribuir para a geração de melhorias no desenvolvimento socioeconômico dos municípios pertencentes à área de influência desse empreendimento.

Com a nova lei que destina 75% dos *royalties* para educação e 25% para a saúde (Lei nº 12.858/2013), uma grande quantidade de recursos deve ser injetada nestes setores, permitindo melhorias que beneficiarão a população do país.

Além disto, o incremento na produção de petróleo gera maior confiabilidade no atendimento à crescente demanda interna de derivados de petróleo, possibilitando o desenvolvimento do país, cujos reflexos sociais são bastante significativos.

II.2.3.4 - Aspectos Ambientais

A realização do TLD e dos SPAs apresenta riscos ambientais inerentes a este tipo de atividade e, desta forma, poderão ser gerados impactos ambientais positivos e negativos. Neste sentido, ressalta-se que está prevista a execução de procedimentos operacionais e projetos ambientais que têm como objetivo a minimização dos riscos e dos impactos negativos identificados para este tipo de atividade.

Além disso, o FPSO utilizado durante as atividades atenderá aos requisitos de normas internacionais e nacionais, tanto ambientais quanto de segurança e saúde, a fim de garantir a conservação do meio ambiente saudável e a segurança dos trabalhadores.

II.2.4 - Descrição das atividades

II.2.4.1 - Identificação da Unidade de Produção

Os projetos de TLD e SPAs no Bloco de Libra preveem a utilização de uma Unidade Estacionária de Produção (UEP), o FPSO Pioneiro de Libra. Esta unidade marítima está em fase de conversão para FPSO e, seus certificados listados abaixo, serão encaminhados à CGPEG/DILIC/IBAMA quando da solicitação da Licença de Operação do FPSO:

- Certificado Internacional de Prevenção de Poluição por Hidrocarbonetos;
- Certificado Internacional de Prevenção de Poluição por Efluentes Sanitários;
- Certificado Internacional de Prevenção à Poluição do Ar; e
- Certificado de Conformidade emitido pela Marinha do Brasil.

II.2.4.2 - Descrição Geral da Unidade de Produção

II.2.4.2.1 - Características Gerais

O navio tanque Navion Noruegia a ser empregado na atividade, foi construído em 1995 como um navio-petroleiro, atualmente em processo de conversão para FPSO no estaleiro Jurong em Cingapura, e será capaz de processar o petróleo, estocar e transferir óleo para navios aliviadores. O gás produzido será consumido pelo próprio FPSO na geração de energia e o excedente reinjetado no reservatório.

O **Quadro II.2.4.2.1-1** apresenta as características principais do FPSO. O Arranjo Geral do FPSO é apresentado no **Anexo II.2.4.2.1-1** deste documento.

Quadro II.2.4.2.1-1 - Características principais do FPSO Pioneiro de Libra.

CARACTERÍSTICAS GERAIS	
Nome	FPSO Pioneiro de Libra
Ano de Construção	1995
Tipo de Casco	Duplo (fundo e laterais)
Ancoragem	<i>Turret System</i>
Capacidade de alojamento	100 pessoas
Guindastes	2 guindastes
Salvatagem	2 baleeiras com capacidade para 120 pessoas cada
	12 balsas infláveis salva-vidas com capacidade para 20 pessoas cada
Sistema de geração de energia	3 turbogeradores bicomustíveis (gás e diesel) de 34,4 MW; 1 gerador de emergência a diesel de 1 MW; 1 gerador auxiliar a diesel de 1,2 MW
Unidade de tratamento de esgotos	Princípio de tratamento: Lodo ativado com sistema de aeração suspensa
	Capacidade de 15,75 m ³ /d
Capacidade de produção	50.000 bbl/d de petróleo e 4,0 Milhões m ³ /d de gás
DIMENSÕES PRINCIPAIS	
Comprimento Total	310,4 m
Comprimento entre Perpendiculares	257,0 m
Boca Moldada	42,5 m
Pontal	22,4 m
Calado Médio	15,5 m
Altura do queimador (<i>flare</i>)	95 m acima do convés principal
HELIPONTO	
Capacidade de Carga/helicóptero maior	12,8 t
Dimensão	22 x 22 m
Formato	Octogonal

II.2.4.2.2 - Casco

O FPSO possui casco duplo (fundo e laterais), com 17 tanques dedicados a armazenamento de óleo e 16 tanques dedicados a lastro.

Esta unidade será dimensionada para atender às necessidades operacionais da PETROBRAS (carga de convés, estabilidade, capacidade de armazenamento, movimentos, etc.) e atenderá aos requisitos de Regra da Sociedade Classificadora *American Bureau of Shipping – ABS*, além de Regulamentos Estatutários Internacionais exigidos pelo país de registro.

Durante a conversão do casco serão realizadas verificações de esforços globais e de fadiga no casco, considerando a ação de ondas, ventos e correntezas típicas da Bacia de Santos, bem como serão estabelecidas especificações para todos os materiais estruturais utilizados na reformulação do casco. Flutuadores - *Sponsons* (aliviadores instalados nas laterais do navio) serão utilizados para melhorar a estabilidade do FPSO.

O convés principal será reforçado nas estruturas da planta de produção, suporte dos *risers*, heliponto, guindaste e área de popa (componentes do sistema de *offloading*). A seleção do aço utilizado na estrutura do casco foi determinada de acordo com requerimentos e regulamentações, considerando as conexões estruturais, espessura do material, composição dos fluidos e temperatura mínima projetada.

II.2.4.2.3 - Planta de Processo

A planta de processo do FPSO possuirá capacidade para processar 50.000 bbl/d (8.000 m³/d) de petróleo e 4,0 milhões de m³/d de gás natural e de processar 4.000 m³/d de água produzida. Esta planta possuirá os recursos necessários para a separação inicial dos fluidos advindos dos poços (óleo e gás). A planta será dividida em módulos posicionados de acordo com a sequência lógica do processamento dos fluidos, localizados em áreas abertas do convés, expostas à ventilação natural. A planta de processamento primário

foi projetada considerando as propriedades físico-químicas do fluido oriundo do poço descobridor da área de Libra, o 2-ANP-2A-RJS.

O projeto da planta de processo permitirá a separação e tratamento de óleo, processamento e compressão de gás e tratamento da água produzida, que será descartada ao mar dentro dos padrões estabelecidos pela Resolução CONAMA n° 393/2007.

Para auxiliar as etapas de tratamento dos fluidos, bem como manter a integridade das instalações, a unidade é dotada de um sistema de injeção de produtos químicos (sequestrante de H₂S, inibidor de asfalto, inibidor de incrustação, inibidor de parafina, inibidor de hidrato, antiespumante, desemulsificante, sequestrante de O₂, inibidores de corrosão, biocida e polieletrólitos).

Os sistemas associados com a planta de processo do FPSO são:

- Sistema de Separação e Tratamento de Óleo;
- Sistema de Processamento e Compressão de Gás;
- Sistema de Tratamento de Água Produzida.

II.2.4.2.3.1 - Sistema de Separação e Tratamento de Óleo

O Sistema de Separação e Tratamento de Óleo será composto pelos seguintes componentes:

- Separador de Água Livre (Separador Trifásico de Alta Pressão);
- Pré-aquecedor de Óleo;
- Aquecedor de Óleo;
- Degaseificador (Separador Bifásico Óleo/Gás);
- Pré-Tratador Eletrostático;
- Tratador Eletrostático;
- Resfriador de Óleo Cru;
- Medição fiscal.

O fluxograma na **Figura II.2.4.2.3.1-1** apresenta o Sistema de Separação e Tratamento de Óleo do FPSO.

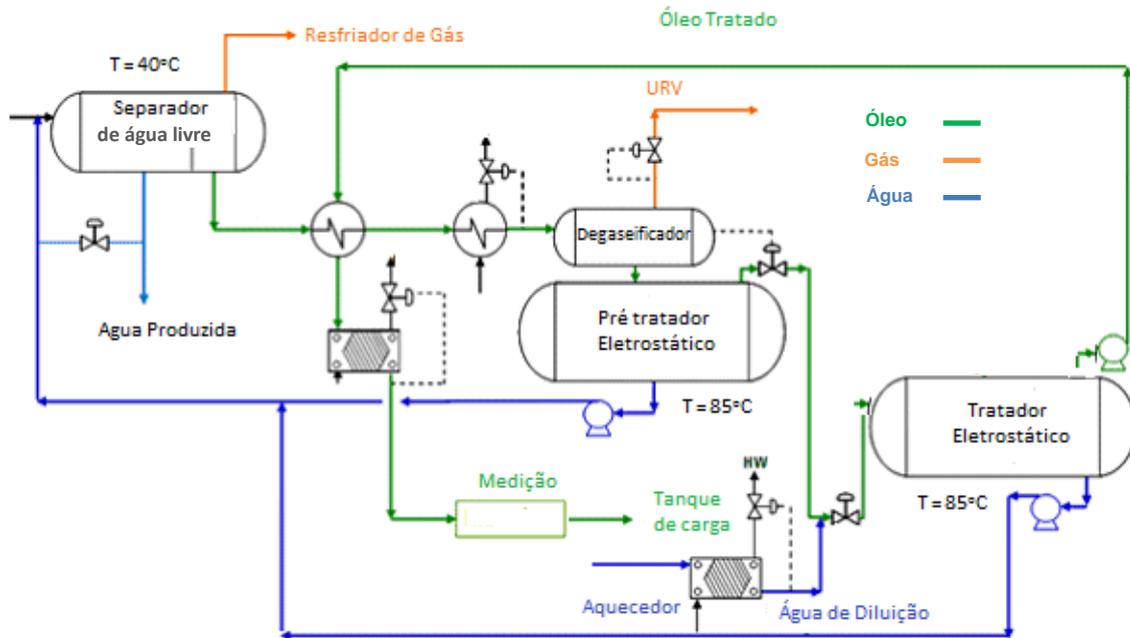


Figura II.2.4.2.3.1-1 - Diagrama esquemático do Sistema de Separação e Tratamento de Óleo do FPSO Pioneiro de Libra.

Os fluidos provenientes dos poços produtores seguirão através das linhas submarinas até o *swivel* localizado no *turret* e em seguida para o *header* de produção a montante do Separador de Água Livre que é um separador trifásico de alta pressão. A pressão de chegada dos poços, que poderá variar entre 369 e 25 barg será reduzida na válvula *choke* localizada no *turret* para cerca de 25 barg. A temperatura de chegada dos poços poderá variar entre 20 e 110 °C. Se necessário, as linhas submarinas poderão ser manualmente despressurizadas para o Sistema de Tocha. Ambas as linhas de produção possuirão alinhamento alternativo para um receptor de pig em caso de necessidade de limpeza do sistema submarino. A operação de passagem de pig será realizada via linha de serviço, interligada a um lançador de pig. O sistema submarino poderá receber os seguintes produtos químicos via umbilical: sequestrante de H₂S, inibidor de asfalteno, inibidor de incrustação, inibidor de parafina e inibidor de hidrato (que poderá ser etanol ou monoetilenoglicol).

O Separador de Água Livre operará a uma pressão entre 14 e 19 barg e uma temperatura entre 30 e 110 °C. Sua finalidade principal será separar os fluidos oriundos dos poços em três fases: gás, água produzida e óleo.

O óleo será escoado para o Pré-Aquecedor de Óleo que será constituído de dois trocadores de calor a 50% cuja troca térmica se promoverá através do aquecimento com o óleo já tratado que deverá ser resfriado para ser medido e estocado. Em caso de necessidade, existirão linhas de injeção de antiespumante e inibidor de incrustação a montante do Pré-Aquecedor de Óleo.

Em seguida o óleo irá para o Aquecedor de Óleo, também constituído de dois trocadores de calor a 50% cuja troca térmica se dará com o Sistema de Água de Aquecimento (*Heat Medium*). No final deste processo, a temperatura atingirá cerca de 95 °C.

O Degaseificador é um separador bifásico cuja finalidade é separar as frações gasosas mais pesadas de hidrocarboneto liberadas a partir do aquecimento do óleo, ele operará a uma pressão de 1,1 barg e entre 90-105 °C. O gás seguirá para a URV (Unidade de Recuperação de Vapor) e o líquido escoará por gravidade para o Pré-Tratador Eletrostático.

O Pré-Tratador Eletrostático possuirá elementos elétricos em seus internos que auxiliarão no coalescimento e remoção da água produzida. A água produzida será bombeada para o início do processo para a entrada do Separador de Água Livre, dessa forma, auxiliando também no aquecimento dos fluidos oriundos dos poços produtores. O óleo, escoado pelo topo do Pré-Tratador Eletrostático será bombeado para o Tratador Eletrostático.

O Tratador Eletrostático possuirá o mesmo princípio de funcionamento do Pré-Tratador Eletrostático. A água de diluição aquecida será injetada a montante do Tratador Eletrostático com o objetivo de reduzir a salinidade do óleo e manter a temperatura de entrada do óleo e da água no Tratador Eletrostático em 69 °C. A água do Tratador Eletrostático será também bombeada para o Separador de Água Livre, também auxiliando no aquecimento dos fluidos oriundos dos poços produtores. O óleo enquadrado em termos de BS&W (0,5%) e salinidade (275 mg/L) será bombeado e utilizado como fluido quente no Pré-Aquecedor de Óleo.

O Resfriador de Óleo Cru receberá o óleo enquadrado promovendo a troca térmica com a água do Sistema de Água de Resfriamento. O óleo será estabilizado e terá sua temperatura reduzida para cerca de 40 °C, abaixo da temperatura limite dos tanques de carga que é 60 °C.

Finalmente, o óleo enquadrado e estabilizado passará por um medidor contínuo de BS&W. Se a média diária de BS&W estiver dentro do limite de 1%, conforme requisito de medição da ANP, o óleo seguirá para Medição Fiscal e tanques de carga. Se o BS&W não estiver dentro dos limites aceitáveis, o óleo não será medido e será estocado nos tanques *offspec*.

II.2.4.2.3.2 - Sistema de Processamento e Compressão de Gás

O Sistema de Processamento e Compressão de Gás será composto pelos seguintes componentes:

- Sistema de Compressão Principal;
- Compressão de Reinjeção;
- Unidade de Desidratação de Gás;
- Unidade de Remoção de CO₂;
- Unidade de Recuperação de Vapor (URV).

O fluxograma na **Figura II.2.4.2.3.2-1** apresenta o Sistema de Processamento e Compressão de Gás do FPSO.

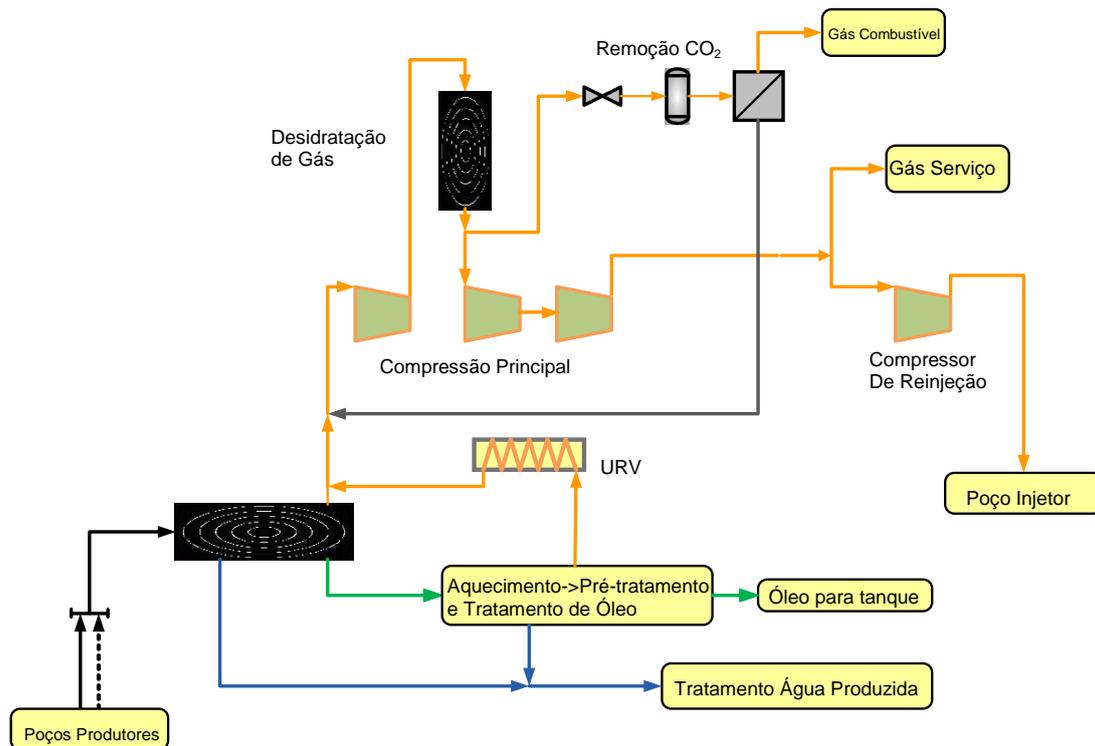


Figura II.2.4.2.3.2-1 - Diagrama esquemático do Sistema de Processamento e Compressão de Gás do FPSO Pioneiro de Libra.

O Sistema de Compressão Principal possuirá três trens que operarão cada um com 50% da vazão total de gás. Cada trem possuirá três estágios movidos por um eixo único acoplado a um motor elétrico com variador de velocidade.

A sucção do primeiro estágio possuirá uma proteção de pressão baixa que recirculará da descarga para a sucção do mesmo. A descarga do terceiro estágio possuirá uma proteção que reduzirá a velocidade do trem de compressor em caso de pressão alta.

Cada estágio possuirá sua proteção anti-surge, que recirculará o gás da descarga em caso de falta de gás na sucção ocasionada por fechamento de válvulas a montante ou golfadas.

O sistema de compressão está projetado para operar com gás natural com teor de CO₂ variando entre 1 e 70%.

O gás úmido do Separador de Água Livre e a descarga do segundo estágio da Unidade de Recuperação de Vapor (URV) ambos a uma pressão de 18 barg

passarão por um resfriador e o líquido condensado será recolhido no vaso de *knockout* a montante da sucção do primeiro estágio do Sistema de Compressão Principal cuja pressão será de 17,5 barg e a temperatura a 40 °C.

A descarga do primeiro estágio se dará a 67 barg e entre 130 e 150 °C e juntamente com o gás dos demais trens em operação seguirá para a Unidade de Desidratação de Gás.

O gás retornará para o segundo estágio, após passar pela Unidade de Desidratação de Gás, a uma pressão entre 48 e 64 barg e uma temperatura entre 15 e 40 °C. A montante da sucção do segundo estágio o condensado será recolhido no vaso de *knockout*. O gás será comprimido atingindo entre 88 e 134 barg e uma temperatura de 100 °C que será reduzida para 40 °C no resfriador a jusante.

Após passar pelo segundo estágio o gás seguirá para o terceiro estágio, a uma pressão entre 88 e 134 barg e uma temperatura de 40 °C. A montante da sucção do terceiro estágio o condensado será recolhido no vaso de *knockout*. O gás será comprimido e atingirá entre 170 e 279 barg e uma temperatura de 104 °C, que será reduzida para 40 °C no resfriador a jusante.

A Compressão de Reinjeção possuirá um único estágio e dois conjuntos que operarão cada um com 100% da vazão total de gás. O Compressor de Reinjeção será movido por um motor elétrico sem variador de velocidade.

A descarga do gás do terceiro estágio do Sistema de Compressão de Gás principal seguirá para o Compressor de Reinjeção a uma pressão entre 128 e 268 barg e uma temperatura de 40 °C. A montante da sucção do Compressor de Reinjeção o condensado será recolhido no vaso de *knockout*. O gás será comprimido e atingirá entre 268 e 549 barg e uma temperatura entre 89 e 129 °C que será reduzida para 50 °C no resfriador a jusante.

Finalmente, o gás desidratado e a alta pressão será medido e reinjetado no reservatório.

Após o primeiro estágio, a corrente de gás irá para a Unidade de Desidratação do Gás, que operará a uma pressão de entrada de 67 barg e temperatura entre 130 e 150 °C.

O gás será resfriado para evitar condensação retrógrada, seguirá por um filtro de particulados e um vaso coalescedor. O gás, isento de partículas e

líquidos, passará por um conjunto de peneiras moleculares compostos por três vasos, cada um com capacidade para 50% da vazão total de gás.

O vaso fora de operação passará por um ciclo de regeneração em que parte do gás do sistema será aquecido e, em fluxo reverso, removerá a umidade retida nos recheios da peneira molecular que será coletada em um vaso a jusante.

Ao final do processo, o gás com teor máximo de 1 ppmv de água, a uma pressão entre 48 e 64 barg e uma temperatura entre 15 e 40 °C retornará para o segundo estágio do Sistema de Compressão Principal.

A Unidade de Remoção de CO₂ possuirá capacidade para tratar até 480.000 m³/d de gás.

Uma parcela do gás produzido, a ser utilizada para consumo interno como gás combustível, será enviada para a Unidade de Remoção de CO₂. Primeiramente o gás passará por um filtro coalescedor de alta eficiência para remoção de líquidos e condensados. Em seguida passará através de um pré-aquecedor cujo objetivo será garantir que o gás estará acima da temperatura de condensação (*dewpoint*), evitando a condensação no banco de membranas.

As membranas separarão o gás em duas correntes: uma primeira de baixa pressão e rica em CO₂ permeado (rejeito) e outra de alta pressão e com baixo teor de CO₂. A corrente rica em CO₂ permeado (rejeito) seguirá para o segundo estágio da Unidade de Recuperação de Vapor (URV) e a corrente de alta pressão seguirá para o Sistema de Gás Combustível.

A Unidade de Recuperação de Vapor (URV) é projetada para comprimir o gás a baixa pressão oriundo do Degaseificador e o gás utilizado na Unidade de Flotação. O gás do permeado (rejeito) da Unidade de Remoção de CO₂ ingressará no segundo estágio da URV, conforme mencionado anteriormente.

A URV possuirá dois trens que operarão cada um a 100% da vazão de gás. Cada trem possuirá no primeiro estágio um resfriador na sucção, um separador e um compressor tipo deslocamento positivo. Esta mesma configuração se repetirá para o segundo estágio.

O primeiro e o segundo estágio de compressão possuirão um eixo comum movido por um motor elétrico. Cada estágio possuirá um controlador lógico para ajustar as pressões de sucção e descarga.

A pressão de sucção do primeiro estágio será de cerca de 0,4 barg a uma temperatura entre 31 e 39 °C. A pressão de descarga do primeiro estágio será de cerca de 4,8 barg.

A pressão de sucção do segundo estágio será de cerca de 4,3 barg a uma temperatura entre 119 e 184 °C. A pressão de descarga do primeiro estágio será cerca de 18,1 barg.

A descarga do segundo estágio seguirá para o primeiro estágio do Sistema de Compressão principal. O líquido coletado no vaso separador do segundo estágio da URV seguirá para o vaso separador do primeiro estágio e ambos serão bombeados para o Aquecedor de Óleo.

II.2.4.2.3.3 - Sistema de Tratamento de Água Produzida

O FPSO Pioneiro de Libra possuirá capacidade para tratar 4.000 m³/dia de água produzida. O descarte do efluente do sistema de tratamento de água produzida obedece às condições estabelecidas pela Resolução CONAMA 393/2007.

O sistema de tratamento de água produzida será composto de hidrociclone e flotador.

A água proveniente dos tratadores eletrostáticos, juntamente com a água do separador de água livre, será encaminhada para os hidrociclones (2x50%), os quais promovem a remoção do óleo por centrifugação. A água produzida pelo sistema de processamento de óleo com um TOG < 1.000 ppm será enviada para os hidrociclones onde será tratada para um TOG < 100 ppm na saída. Nesse processo, inibidores de incrustação ou polieletrólitos (agentes floculantes) poderão ser injetados à montante dos hidrociclones.

A última etapa do tratamento será realizada no flotador, cuja função é fazer o polimento da água tratada pelos hidrociclones especificando o teor de óleo abaixo dos limites exigidos pela legislação (29 mg/L). Ao sair do flotador a água produzida seguirá para o descarte. O descarte será contínuo e medido através de medidor de vazão instalado. O óleo separado nos hidrociclones e nos flotadores será bombeado de volta para o Pré-Tratador de Óleo através de bombas.

A qualidade da água tratada será monitorada continuamente por um sensor de TOG na linha de descarte que interromperá o lançamento, caso o efluente estiver fora de especificação. Nesse caso, a água desenquadrada será enviada para o tanque *off-spec* para tratamento e reprocessamento.

II.2.4.2.4 - Utilidades de Processo

As Utilidades de Processo do FPSO terão por objetivo prover os insumos necessários para garantir a operação da Planta de Processo e serão compostas pelos seguintes Sistemas:

- Sistema de Água de Resfriamento;
- Sistema de Água de Aquecimento;
- Sistema de Injeção de Produtos Químicos;
- Sistema de Tocha;
- Sistema de Gás Combustível;
- Sistema de Água Potável;
- Sistema de Serviços de Poço;
- Sistema de Ar de Instrumentos e de Serviço;
- Sistema de Nitrogênio;
- Sistema de Combate a Incêndio;
- Sistema de Geração de Energia.

II.2.4.2.4.1 - Sistema de Água de Resfriamento

O Sistema de Água de Resfriamento terá como princípio de operação a circulação contínua de água doce tratada e filtrada. Após trocar calor nos permutadores da planta de processo, a água doce retornará a uma temperatura de 45 °C. Não haverá descarte no mar da água do sistema de resfriamento e sim, apenas a reposição da água circulante devido a perdas evaporativas durante o processo. Segue a lista dos principais usuários do Sistema de Água de Resfriamento:

- Resfriador de Óleo Cru;
- Resfriador da sucção do 1º Estágio da URV;

- Resfriador da sucção do 2º Estágio da URV;
- Resfriador da sucção do 1º Estágio da Compressão Principal;
- Resfriador da descarga do 2º Estágio da Compressão Principal;
- Resfriador da descarga do 3º Estágio da Compressão Principal;
- Resfriador da descarga da Compressão de Reinjeção;
- Resfriador da Entrada da Unidade de Desidratação;
- Resfriador da Regeneração da Unidade de Desidratação;
- Resfriador de Ajuste de Temperatura da Água de Aquecimento.

Após passar pelos usuários, a linha de retorno da água de resfriamento será interligada a um vaso de expansão, cuja função será a de absorver as variações volumétricas. Um volume fixo de Nitrogênio, oriundo do Sistema de Geração de Nitrogênio, manterá a pressão do vaso em cerca de 1,5-1,7 barg.

Imediatamente a jusante do vaso de expansão, a água doce terá sua pressão elevada para cerca de 6,4 barg por meio de um conjunto de três bombas centrífugas, cada uma com capacidade de 50% da vazão total. Cada bomba possuirá capacidade de circular até 2.280 m³/h de água doce

Após bombeada, cerca de 2% da corrente de água doce de resfriamento será desviada e circulará continuamente por um filtro cuja finalidade principal será a de reter particulados. Após a filtração, esta corrente retornará novamente para a sucção das bombas centrífugas, proporcionando assim a limpeza contínua da água de resfriamento.

A água doce circulada em regime fechado, será resfriada de 45 para 28 °C em permutadores de placa em que água salgada circulará em circuito aberto pelo lado frio. Serão três permutadores de calor de água doce para água salgada, cada um com capacidade de 50% da demanda térmica. Após resfriada, a água doce seguirá novamente para os usuários do Sistema de Água de Resfriamento.

II.2.4.2.4.2 - Sistema de Água de Aquecimento

O Sistema de Água de Aquecimento terá como princípio de operação a circulação contínua de água doce a alta temperatura. Após trocar calor nos

permutadores da planta de processo, a água quente retornará a uma temperatura de 120 °C. Não haverá descarte no mar da água do sistema de aquecimento e sim, apenas a reposição da água circulante devido a perdas evaporativas durante o processo. Segue a lista dos principais usuários do Sistema de Água de Aquecimento:

- Aquecedor de Óleo;
- Aquecedor de Água de Diluição;
- Pré-aquecedor da Unidade de Desidratação de Gás;
- Pré-aquecedor da Unidade de Remoção de CO₂;
- Aquecedor de Diesel;
- Aquecedor dos Tanques de Slop;
- Aquecedor da Unidade de Osmose Reversa.

Após passar pelos usuários, a linha de retorno da água de aquecimento será interligada a um vaso de expansão, cuja função é a de absorver as variações volumétricas. Um volume fixo de Nitrogênio, oriundo do Sistema de Geração de Nitrogênio, manterá a pressão do vaso em cerca de 12,3 barg.

Imediatamente a jusante do vaso de expansão, a água doce terá sua pressão elevada para cerca de 20 barg por meio de um conjunto de duas bombas centrífugas, cada uma com capacidade de 100% da vazão total. Cada bomba possuirá capacidade de circular até 437 m³/h de água de aquecimento.

Após bombeada, cerca de 5% da corrente de água de aquecimento será desviada e circulará continuamente por um filtro cuja finalidade principal será a de reter particulados. Após a filtração, esta corrente retornará novamente para a sucção das bombas centrífugas, proporcionando assim a limpeza contínua da água de aquecimento.

A água doce circulada em regime fechado, será aquecida de 120 para 170 °C através do sistema de recuperação de calor (*Waste Heat Recovery Unit – WHRU*), no qual os gases exaustos das turbinas aquecerão a água do Sistema Água de Aquecimento. São três WHRU, cada um com capacidade de 50% da demanda térmica. Após aquecida, a água seguirá novamente para os usuários do Sistema de Água de Aquecimento.

II.2.4.2.4.3 - Sistema de Injeção de Produtos Químicos

O Sistema de Injeção de Produtos Químicos terá como objetivos principais garantir o escoamento dos fluidos desde o reservatório até a plataforma, garantir a especificação final do óleo, gás e água produzida, bem como garantir a integridade dos equipamentos da plataforma.

O sistema será composto de tanques de armazenamento de produtos químicos, bombas de injeção e linhas de injeção que permitirão que a injeção ocorra desde o poço até a Planta de Processo.

O **Quadro II.2.4.2.4.3-1** apresenta os produtos químicos que poderão ser utilizados nas atividades, bem como sua função e ponto de injeção. As fichas de segurança dos principais aditivos químicos (FISPQs) encontram-se no **Anexo II.2.4.2.4.3-1**. Ressalta-se que as FISPQs apresentadas são de exemplos dos possíveis produtos que poderão ser utilizados, lembrando que a PETROBRAS adquire tais produtos por meio de processos licitatórios. A lista de produtos previstos para uso poderá ser revisada futuramente, devido à dinâmica característica do mercado no fornecimento de produtos químicos.

Quadro II.2.4.2.4.3-1 - Produtos químicos que poderão ser utilizados nas atividades do TLD e SPAs do Bloco de Libra, Bacia de Santos.

Nº	Função	Fabricante	Nome Comercial	Ponto de Injeção
1	Anti-espumante	Dow Corning	DOW CORNING(R) 2-9145 PETROLEUM ANTIFOAM	Manifold de Produção, Separador de Água Livre
2		Bluestar	RHODORSIL ANTIESPUMA 60 D3	
3	Biocida	Clariant	FONGRABAC THPS	Sistema de Água Produzida (tanques de <i>slop</i> e <i>offspec</i>)
4	Desemulsificante	Clariant	DISSOLVAN 974	Manifold de Produção, Pré-Tratador de Óleo, Tratador de Óleo
5	Inibidor de Asfaltenos	Baker Hughes	PAO3042	Poço, Árvore de Natal
6	Inibidor de Hidratos	Petrobras	Álcool Etílico Hidratado e Combustível	Poço, Árvore de Natal, Linha de Despressurização de Risers
7		Oxiteno	MEG - Monoetilenoglicol	

Continua

Continuação do Quadro II.2.4.2.4.3-1.

Nº	Função	Fabricante	Nome Comercial	Ponto de Injeção
8	Inibidor de incrustação	BWA	BELLASOL S30 E S40	Poços, <i>Manifold</i> de Produção, Pré-Tratador de Óleo, Tratador de Óleo, Separador de Água Livre, Sistema de Tratamento de Água Produzida
9		Poland	POLAN IDOS 150	
10		Baker Huges	RE 30029SCW	
11	Inibidor de Parafina	Agena	SISBRAX MULTIPOL 2198	Poço, Árvore de Natal
12	Polieletrólito	Clariant	DISMULGAN V 3377	Sistema de Tratamento de Água Produzida
13	Sequestrante de H ₂ S	Nalco	Gas Treat 202	Poço, Árvore de Natal, Sistema de Offloading
14	Sequestrante de Oxigênio	Poland	Polisol 40B	Sistema de captação de água do mar (durante comissionamento), Sistema de Água de Resfriamento e Sistema de Água de Aquecimento

II.2.4.2.4.4 - Sistema de Tocha

A queima de gás na tocha poderá ocorrer durante as despressurizações dos *risers* e da Planta de Processo, em situações de emergência ou em caso de falha de equipamentos. Além dos Sistemas de Tocha, a unidade terá *vents* para o escape de gases provenientes dos processos das instalações que operam próximos à pressão atmosférica, tais como tanque de produtos químicos e vaso de drenagem aberta.

Durante a operação, o sistema manterá uma chama piloto acesa permanentemente, garantindo a queima dos compostos de qualquer direcionamento de correntes do processo para o *flare*, impedindo, assim, a emissão direta de hidrocarbonetos para a atmosfera (Portaria ANP nº 249/200). A tocha está projetada para queima de correntes do processo sob condição contínua ou em emergência.

Esse sistema estará localizado a 95 m do convés principal, altura suficiente para garantir que o nível de radiação de calor em pontos específicos do FPSO seja aceitável (em qualquer condição climática e operacional - vazão de gás, alta ou baixa pressão), tanto para as pessoas quanto para os equipamentos.

O sistema será constituído por dois subsistemas simples e independentes: de alta e de baixa pressão. Haverá um vaso para retenção de condensados e uma rede coletora, que conduzirá os gases a uma única torre vertical, onde os queimadores de alta e baixa pressão estarão instalados.

Para a operação segura, as linhas entre os vasos de tocha e a tocha precisarão ser mantidas com pressão positiva de modo a evitar entrada de oxigênio (comburente) no interior da tubulação. A injeção do gás de purga terá por objetivo manter a pressão positiva na linha da tocha, evitando a formação de atmosfera explosiva no interior da tubulação, o que poderia comprometer a integridade da tubulação. Esta purga será feita, preferencialmente, com nitrogênio.

II.2.4.2.4.5 - Sistema de Gás Combustível

O gás combustível será fornecido a partir da descarga da Unidade de Remoção de CO₂, que reduzirá sua concentração para até 40%, a uma pressão de 48-60 barg e temperatura de 35-60 °C.

A pressão de gás combustível para o vaso de *knockout* será controlada para se manter a 43 barg a uma temperatura entre 35 e 70 °C. O líquido coletado seguirá para o Separador de Água Livre. O gás combustível, em seguida, passará por 2x100% filtros de gás combustível e 1x100% Aquecedor de Gás Combustível, composto de um elemento de aquecimento elétrico para aquecer o gás combustível a 92 °C, acima do seu ponto de orvalho. O gás combustível será então distribuído aos usuários em todo o FPSO. A maior parcela de gás combustível será consumida pelo Sistema de Geração de Energia, com dois turbogeradores operando normalmente. Para os demais usuários o gás combustível sofrerá redução da pressão de 42 barg para 7 barg. Serão usuários do gás combustível de baixa pressão: Flotadora do Sistema de Tratamento de Água, Gás Piloto do Sistema de Tocha e Gerador de Gás Inerte.

II.2.4.2.4.6 - Sistema de Água Potável

Uma parcela da água do mar captada será direcionada para a etapa de dessalinização por meio de um sistema de osmose reversa. Esta água com salinidade reduzida será utilizada nos circuitos fechados de resfriamento e aquecimento, água de diluição a ser injetada no Tratador de Óleo, nas acomodações e como água doce de serviço. O sistema conterà unidade de cloração e esterilização ultravioleta da água. O uso de água doce nos circuitos fechados de resfriamento/aquecimento tem por finalidade evitar a formação de incrustações nas tubulações.

A água potável pode ser fornecida para o FPSO das seguintes formas:

- **Dessalinização via osmose reversa:** O FPSO disporá de duas Unidades de Osmose Reversa, cada uma com capacidade de dessalinizar 16,7 m³/h de água. O sistema de osmose reversa opera a baixa pressão e possui uma capacidade de produção de água com 150 a 200 ppm de salinidade. A água doce gerada no sistema de osmose reversa é suficiente para suprir as necessidades de todas as operações realizadas na unidade;
- **Água enviada por rebocador:** Em terra, no recebimento das concessionárias e na transferência para as embarcações de transporte, há um rígido controle de qualidade de potabilidade. Esta água passa por análises químicas antes de sua transferência para os tanques de água doce das plataformas para verificar as possíveis contaminações durante seu transporte. Em caso de não atendimento aos padrões de qualidade, todo o lote é rejeitado. A armazenagem desta água nos tanques de água doce das plataformas, assim como a da "água produzida na unidade" e nos pontos de distribuição, também tem análises periódicas que utilizam a Portaria MS/ANVISA 2914/2011 como referencial para a verificação de sua potabilidade. Cabe lembrar que estas águas não são utilizadas para dessedentação humana, para a qual são utilizadas exclusivamente as águas minerais;

- **Águas oriundas de galão:** são as águas minerais utilizadas exclusivamente para dessedentação e no preparo dos alimentos, sendo embaladas em frascos de 20 litros. Seus laudos de potabilidade, que utilizam a mesma Portaria citada acima, são averiguados antes dos frascos serem embarcados. Periodicamente, alguns destes galões são enviados para análises químicas, a fim de verificar a qualidade expressa em seus rótulos.

II.2.4.2.4.7 - Sistema de Serviços de Poço

O Sistema de Serviços de Poço terá por finalidade prover os meios necessários para as operações de poços, que incluem: bombeio de diesel para passagem de pigs, preenchimento de inventário das linhas submarinas com água, limpeza das linhas submarinas, injeção de diesel a montante da válvula choke para controle da temperatura de chegada e prevenção de hidratos (apenas nas aberturas de poço).

Este sistema poderá ser alimentado pelo diesel filtrado e tratado, oriundo do Sistema de Diesel; água do mar a jusante dos filtros grossos ou óleo cru oriundo dos tanques de carga.

O sistema será composto por duas bombas elétricas, cada uma com capacidade de 60 m³/h, aquecedor de diesel, capaz de aquecer o diesel até 90 °C e o óleo cru a 110 °C.

II.2.4.2.4.8 - Sistema de Ar de Instrumentos e de Serviço

Um compressores de ar elétrico, com capacidade de 3650 m³/h, e outro reserva, com as mesmas características, gerarão o ar de instrumentos e de serviços necessários para toda a plataforma.

O ar da descarga dos compressores passará por uma das duas secadoras de ar, cada uma com capacidade de 4750 m³/h, capaz de reduzir a temperatura de orvalho para -20 °C.

Após passar pelas secadoras, o ar seguirá para dois vasos com finalidades distintas: Vaso de Ar de Instrumentos ou Vaso de Ar de Serviço ambos com

uma pressão de 8,5 barg e temperatura entre 40 e 45 °C. Juntos, os dois vasos terão capacidade de suprir por até 15 minutos todos os instrumentos em um evento de parada dos compressores de ar ou das secadoras.

O Ar de Serviço terá sua pressão reduzida e segue para os usuários da Planta de Processo e do *Turret*.

O Ar de Instrumentos será utilizado para alimentar o Sistema de Nitrogênio, Sistema de Geração de Energia e para todos os instrumentos pneumáticos da Planta de Processo e do *Turret*.

II.2.4.2.4.9 - Sistema de Nitrogênio

O nitrogênio será gerado a partir de uma Unidade Geradora de Nitrogênio, composta de membranas, capazes de gerar até 712 m³/h de nitrogênio com 97% de pureza.

Após passar pelas membranas, o nitrogênio seguirá para um vaso de amortecimento que operará a cerca de 7 barg e temperatura entre 40-45 °C.

Deste vaso em diante, o nitrogênio poderá seguir por três linhas distintas: usuários essenciais, não-essenciais e utilidades.

Serão usuários essenciais os sistema de selagem dos compressores da Unidade de Recuperação de Vapor (URV), Sistema de Compressão Principal, Compressão de Reinjeção; purga dos vents atmosféricos e purga dos *headers* do Sistema de Tocha.

Serão usuários não-essenciais os Vasos de Expansão dos Sistemas de Água de Resfriamento/Aquecimento, Sistema de Injeção de Produtos Químicos, Sistema de Desidratação de Gás e Sistema de Remoção de CO₂.

O vaso de amortecimento terá capacidade para suprir os usuários essenciais por até 15 minutos.

Entende-se por utilidades as linhas e mangotes ao longo da Planta de Processo e do *Turret* para uso eventual.

II.2.4.2.4.10 - Sistema de Combate a Incêndio

O sistema de combate a incêndio do FPSO Pioneiro de Libra será composto de:

- Sistema de água;
- Sistema de espuma;
- Sistema de CO₂;
- Extintores portáteis.

A) Sistema de Água - Rede Plug-fusível

Este sistema consistirá em manter uma rede pressurizada com ar, e com a presença de sensores plug-fusível ao longo de toda sua extensão. Uma vez rompidos estes sensores, pelo aumento da temperatura, ocorrerá despressurização dessa rede, atuando na sequência o pressostato que abrirá a Válvula de Dilúvio – ADV, para o local correspondente à ocorrência. Imediatamente tem-se a partida das bombas de incêndio, alimentando com água a rede de dilúvio correspondente. A área de abrangência deste sistema será a planta de processo, área de produtos químicos e *flare*.

B) Sistema de Água - Anel de Incêndio

A sucção de água do mar será exclusiva não possuindo nenhuma interligação com a captação de água do mar utilizada nos demais processos. Serão duas bombas de incêndio movidas a diesel, uma na popa e outra na proa do navio. Em caso de falha ou indisponibilidade de uma das bombas, a outra deverá ter capacidade para atender toda a demanda de água do anel de combate a incêndio.

Uma Bomba Jockey, elétrica, com capacidade de 90 m³/h, será continuamente operada para manter a pressão no anel de incêndio em cerca de 8 barg.

Em caso de fogo confirmado ou de decréscimo na pressão do anel de incêndio a bomba que estiver em serviço (popa ou proa) partirá. Se a pressão no anel de incêndio não aumentar em um determinado tempo ou se a bomba em serviço não partir, a bomba reserva receberá comando de partida. Estas bombas poderão também ser partidas localmente em modo manual ou remotamente no painel de Fogo & Gás.

O FPSO possuirá, também, estações com hidrantes e mangueiras de incêndio, que além de atenderem a pontos existentes na embarcação, atenderão ao heliponto e aos módulos da área de *topside*. O sistema de combate a incêndio possuirá também um sistema de dilúvio cujo objetivo será aspergir água sobre equipamentos de processo de forma a resfriá-los e reduzir o risco de aumento do incêndio. Este sistema deverá ser imediatamente acionado sempre que percebido foco de incêndio na área e está previsto o atendimento às seguintes áreas:

- Separadores, tratador eletrostático, tanque de dreno fechado;
- Separador e trocadores de calor;
- *Risers e manifolds*;
- Tanques de produtos químicos e bombas.

C) Sistema de Espuma

O FPSO contará com um sistema de espuma nas áreas do heliponto e dos tanques.

A unidade será dotada de dois vasos de Líquido Gerador de Espuma - LGE, sendo um para alimentar os canhões do heliponto e o outro que abrangerá a área do convés principal e planta de processo. O sistema será acionado pela sala de controle, caso necessário, através de uma abertura que interliga o anel de incêndio com o LGE no interior do vaso, que se encontra pressurizado.

O princípio de funcionamento do sistema é baseado no tubo *venturi* (tubo de arraste), que alimentará o canhão que fora acionado. Além destes sistemas, têm-se ainda sistemas de bombonas portáteis instalados em pontos estratégicos. Este sistema consistirá em mangotes com tubo pescador

(mergulhados na bombona) e interligados com mangueiras, que em caso de emergência, poderão ser utilizadas, adaptando-as rapidamente aos hidrantes do sistema fixo do anel de incêndio. Neste sistema utiliza-se também o princípio de arraste.

D) Sistema de CO₂

Sistemas de CO₂ estarão disponibilizados para combate a incêndio na sala de máquinas, de bombas, gerador principal e gerador de emergência. Estas áreas serão dotadas de alarmes para evacuar as pessoas do local antes do acionamento do sistema de CO₂.

E) Extintores Portáteis de Incêndio

Extintores de incêndio serão disponibilizados de acordo com a legislação brasileira pertinente.

II.2.4.2.4.11 - Sistema de Geração de Energia

Esse sistema será responsável pelo suprimento de energia para a planta de processo, sistemas de lastro, *offloading* e gás inerte, bem como para iluminação da plataforma e das acomodações.

O sistema de geração de energia do FPSO possuirá três turbogeradores bicomustível (gás/diesel) de 34,4 MW cada. A unidade também possuirá um gerador de emergência a diesel com potência de 1 MW e um gerador auxiliar com potência de 1,2 MW. A demanda elétrica total do FPSO é estimada em 55 MW, de modo que apenas dois turbogeradores ficarão em operação em condições normais. Eventualmente, na partida de um turbogerador para substituir outro turbogerador, os três geradores podem operar simultaneamente até a estabilização de carga. Contudo, esta operação é eventual.

O combustível líquido a ser utilizado é o Óleo Diesel Marítimo, entretanto, na maior parte do tempo o combustível utilizado para geração de energia será o gás produzido.

II.2.4.2.5 - Sistemas Navais

Os Sistemas Navais são aqueles intrinsecamente interligados à operação da embarcação em si, embora sempre haja superposição com as Utilidades de Processo que suportam a Planta de Processo.

Fazem parte do conjunto de Sistemas Navais:

- Tancagem;
- Sistema de Lavagem de Tanques de Óleo;
- Sistema de Gás Inerte;
- Sistema de Lastro;
- Sistema de Geração de Energia de Emergência;
- Sistema de Fornecimento de Água;
- Sistema de Transferência de Óleo (*offloading*);
- Sistema de Diesel;
- Sistema de Movimentação de Carga;
- Sistema de *Vent*;
- Sistema de Drenagem Aberta.

II.2.4.2.5.1 - Tancagem

O FPSO possuirá 17 tanques de óleo, incluindo o tanque para óleo *off-spec*, dispostos ao centro da embarcação, que juntos perfazerão uma capacidade total de 127.458,30 m³. O FPSO possuirá também tanques de *bilge*, *slop*, etanol ou MEG (monoetilenoglicol), óleo combustível, óleo lubrificante, água de lastro, água industrial e água doce. A capacidade de tancagem para cada um destes produtos desta unidade está apresentada no **Quadro II.2.4.2.5.1-1**. O Plano de Capacidade de Tancagem do FPSO é apresentado no **Anexo II.2.4.2.5.1-1** deste documento.

Quadro II.2.4.2.5.1-1 - Capacidade de tancagem do FPSO Pioneiro de Libra.

Tipo de Tanque	Capacidade (m³)
Óleo	119.927,5
Óleo <i>Off-spec</i>	7.530,8
Diesel	3.859,2
Óleo Lubrificante	222,9
Etanol ou MEG (monoetilenoglicol)	65,2
Água de Lastro	58.356,8
Água Doce	547,1
Água Produzida	7.530,8
<i>Slop</i>	1.839,7
<i>Bilge</i>	1.839,7

Fonte: OOGTK (2015).

Todos os tanques de armazenamento de óleo possuirão sistema de medição de nível. Os tanques serão mantidos pressurizados com gás inerte e com monitoramento do teor de oxigênio para prevenir a formação de vácuo e de atmosferas inflamáveis e explosivas.

Os tanques de óleo e de lastro terão acessos que permitem a inspeção interna quando vazios, conforme plano de inspeção definido junto à Sociedade Classificadora, cuja periodicidade mínima é a cada cinco anos de operação).

Os tanques de *slop* receberão água proveniente do tanque de drenagem aberta (drenagem aberta do nível superior do FPSO), da drenagem do convés, além das águas de lavagens de tanques, limpeza de linhas de produção e das bandejas de drenagem dos equipamentos da produção.

As tubulações dos tanques de carga, lastro e resíduos serão individualizadas para que não ocorra contato e contaminação entre os diferentes fluidos.

II.2.4.2.5.2 - Sistema de Lavagem de Tanques de Óleo

De acordo com os requisitos da MARPOL, o FPSO dispõe de sistema de limpeza/lavagem para os tanques de óleo, *slop* e *offspec* operado a partir de *headers* no *deck* principal, e máquinas de limpeza dispostas nos respectivos tanques. A limpeza dos tanques de carga é realizada através do bombeio de água do mar por meio das bombas de *stripping*.

O efluente gerado nestas operações de limpeza será encaminhado aos tanques de *slop*.

II.2.4.2.5.3 - Sistema de Gás Inerte

O FPSO possuirá um sistema para geração e tratamento de gás inerte. Este gás será utilizado no interior dos tanques para evitar a formação de atmosfera inflamável e explosiva.

O gerador de gás inerte existente no navio será recuperado e deverá ter capacidade de gerar até 9.000 m³/h de gás inerte a partir da queima de gás natural ou óleo diesel.

O gás será fornecido para cada tanque de carga durante as operações de carregamento de óleo e alívio (*offloading*). Uma válvula de controle e outra de *by-pass* do sistema de distribuição e coleta controlam a pressão do gás inerte, cujo teor de oxigênio será monitorado e registrado na sala de controle da unidade.

O FPSO também será provido de válvulas quebra vácuo / alívio de pressão (PVs), com o objetivo de proteger todos os tanques de óleo e de *slop* de qualquer cenário de sub ou sobrepressão.

II.2.4.2.5.4 - Sistema de Lastro

Nas Unidades de Produção tipo FPSO, a função do lastro é exercida pela própria carga de óleo armazenado. O lastro de água salgada somente será usado em condições excepcionais ou durante a transferência de petróleo do FPSO para o navio aliviador. Neste caso, o volume de óleo nos tanques de carga será reduzido, compensando-se, gradualmente, a redução do calado da embarcação. Nestes casos, poderá ser realizado o bombeio de água do mar para os tanques de lastro, que são laterais na unidade, a fim de manter a estabilidade e esforços no casco do FPSO. Durante a produção, o volume nos tanques de carga aumentará e ocorrerá o delastro gradativo utilizando-se as bombas de lastro.

Há isolamento entre os sistemas de lastro e de armazenamento do petróleo, e seus tanques e bombas são independentes. Uma vez que não haverá nenhuma possibilidade de contaminação da água de lastro com óleo, o sistema não é considerado uma fonte de efluentes.

Durante o transporte do FPSO para entrada e saída do país, serão implementadas medidas regidas internacionalmente pela *IMO (International Maritime Organization)* de forma a evitar a introdução de espécies exóticas, via água de lastro, no meio onde forem realizadas as atividades.

II.2.4.2.5.5 - Sistema de Geração de Energia de Emergência

O Sistema de Geração de Energia de Emergência do FPSO consistirá de gerador a diesel de emergência. A partida do gerador será automática e ocorrerá logo após a interrupção da energia no FPSO. A potência será calculada de modo que o gerador possa suprir todos os serviços indicados na Convenção Internacional para a Salvaguarda da Vida no Mar, SOLAS - *Safety of Life at Sea*.

Os equipamentos movidos a diesel serão utilizados somente enquanto não houver produção de gás ou em situações de emergência.

O sistema, que opera independentemente do sistema principal atenderá aos seguintes equipamentos:

- Painel de luz de emergência, localizados no *deck* superior;
- Carregadores de bateria para os geradores de emergência;
- Carregador de bateria para bomba de incêndio primária;
- Bomba de espuma;
- Equipamentos de comunicação;
- Luzes do heliponto e de emergência;
- Equipamentos de navegação;
- Sala de máquinas;
- Painel de controle de energia;
- Sistema de CO₂;
- Sistema de Gás Inerte;
- Operação dos tanques e mesas de controle.

II.2.4.2.5.6 - Sistema de Fornecimento de Água

A água do mar será captada através de um conjunto de bombas de captação de água composto por três bombas, cada uma com 50% da capacidade total, com vazão de 2.500 m³/h cada.

Como forma de evitar o surgimento e a proliferação de bactérias e organismos no sistema de circulação de água do mar, uma Unidade Geradora de Hipoclorito injeta hipoclorito diretamente no mangote de captação da água do mar. Como complemento, um par de filtros grossos (*coarse filters*) cada um com capacidade para filtrar 2.500 m³/h, ou seja, 50% da vazão total, garante a limpeza da água e a integridade dos permutadores água doce x água salgada.

A água utilizada neste circuito não entra em contato com fluidos manuseados pela planta de produção, nem com a água doce utilizada no circuito fechado. Após circular pelos sistemas do FPSO, a água é descartada no mar seguindo a legislação vigente.

A água industrial utilizada no FPSO é captada do mar por um sistema projetado para atender as demandas de água de serviço, água para o sistema de combate a incêndio e água industrial. Seu diagrama esquemático é apresentado na **Figura II.2.4.2.5.6-1**.

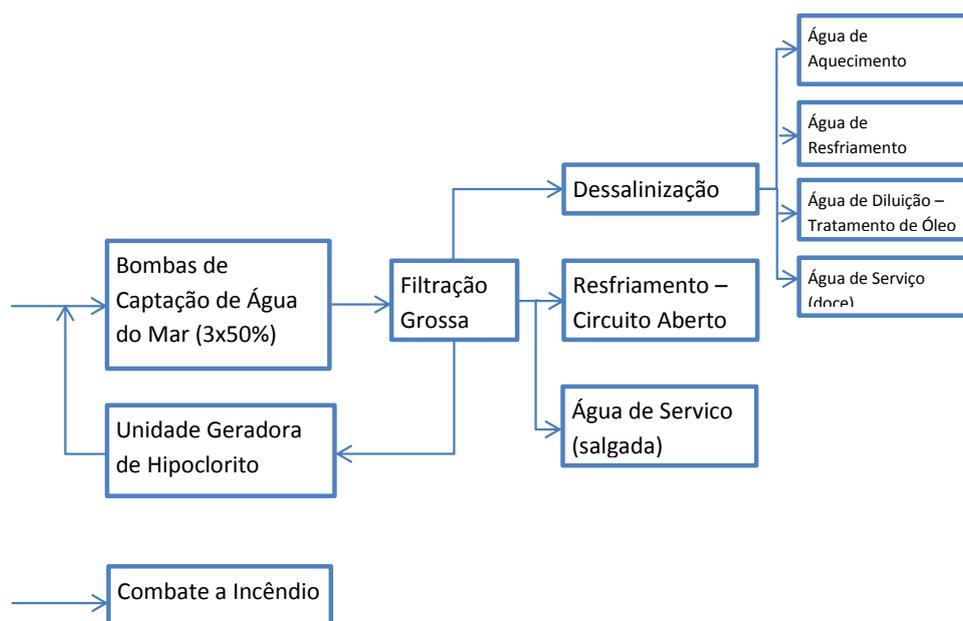


Figura II.2.4.2.5.6-1 - Diagrama esquemático do sistema de coleta de água do mar e os sistemas atendidos no FPSO Pioneiro de Libra.

A água salgada será direcionada para:

- Sistema de Combate a Incêndio (através das bombas de incêndio);
- Unidade Geradora de Hipoclorito;
- Sistema de Resfriamento de Água - Circuito Aberto, que inclui:
 - ✓ Permutadores água salgada - água de resfriamento;
 - ✓ Alimentação de água clorada para o resfriamento dos geradores principais, carcaças das bombas de serviços gerais e de emergência (consumo contínuo);
- Sistema de Serviços de Poço - Água de Serviço (salgada);
- Sistema de Água Potável - Dessalinização via Osmose Reversa.

II.2.4.2.5.7 - Sistema de Transferência de Óleo (*Offloading*)

Mangotes flutuantes serão utilizados para a transferência do óleo do FPSO para os navios aliviadores. A vazão de transferência será de 3.000 a 7.000 m³/h.

Considera-se que ocorrerá uma operação de alívio por semana. O descarregamento do FPSO para o navio aliviador deverá ter uma duração aproximada de 10 a 20 horas, podendo, eventualmente, em função de condições meteorológicas ou logísticas, haver pequenos atrasos ou antecipações.

O escoamento do óleo produzido será realizado por navios aliviadores em alinhamento do tipo tandem com o FPSO, isto é, alinhando popa do FPSO com a proa do navio aliviador.

O procedimento operacional de transferência do óleo consistirá das manobras de amarração, conexão, transferência (*offloading*), desconexão e desamarração, as quais serão devidamente acompanhadas por um oficial de náutica, auxiliado por marinheiros de convés, com vistas a possibilitar a detecção de possíveis vazamentos no mar.

Serão consideradas como seguras as manobras de amarração até os seguintes limites médios de condições ambientais:

- Ventos de 40 nós;
- Ondas de 3,5 m de altura / período de 9 segundos;
- Correntes de 3 nós.

Sob condições meteoceanográficas adversas, como forte chuva ou tempestade de relâmpago, as operações de transferência serão interrompidas e as demais manobras adiadas.

O mangote de *offloading* possuirá válvula automática que só poderá ser aberta para permitir o fluxo depois de estar corretamente conectada ao flange fixo, localizado na extremidade do navio aliviador. Um acoplamento de desengate rápido de alta confiabilidade será instalado nesta extremidade da mangueira para permitir a sua rápida liberação em caso de emergência.

Para garantir a segurança durante toda a operação, os parâmetros de vazão média, vazão instantânea, nível dos tanques no FPSO e nível dos tanques no navio aliviador serão constantemente monitorados pelas equipes de bordo. Caso seja detectada qualquer discrepância nos valores, o processo de bombeio será imediatamente interrompido.

A transferência será realizada com o sistema de gás inerte ligado mantendo a pressão de trabalho e teor de CO₂ nos tanques em níveis seguros.

Ao final da operação de transferência de óleo, o mangote passará por um processo de lavagem para remoção do óleo interior. Esse processo consistirá no bombeio de água salgada proveniente do tanque *slop* limpo pelo mangote num regime de fluxo turbulento, no sentido do FPSO para o navio aliviador. A água bombeada para limpeza do mangote será devolvida do navio aliviador e posteriormente o mangote será recolhido ao FPSO.

II.2.4.2.5.8 - Sistema de Diesel

O óleo diesel empregado nas operações será o diesel marítimo. Ele possui características específicas para o uso seguro, o ponto de fulgor, menor temperatura que vaporiza em quantidade suficiente para formar atmosfera explosiva é de 60 °C, superior se comparado ao óleo diesel convencional.

O recebimento de diesel se dará por meio de duas estações de recebimento, uma a bombordo e outra a boreste e será armazenado em três tanques de armazenamento, situados na sala de máquinas com capacidades de 526, 1.402 e 1.725 m³ cada. O diesel será transferido para os tanques de decantação, um a bombordo e outro a boreste, cada um com capacidade de

54 m³ através de bombas elétricas com capacidade de 20 m³/h cada e, então, purificados através de cinco centrífugas (três com capacidade de 1,5 m³/h e duas com capacidade de 16,8 m³/h.

Após passar pelo processo de centrifugação, o diesel seguirá para os tanques de serviço, dois tanques com 48 m³ de capacidade cada.

A partir dos tanques de serviço, o diesel poderá seguir para o Sistema de Geração de Energia através de uma bomba elétrica, com capacidade para alimentar dois turbogeradores. Uma outra bomba, de igual capacidade, poderá operar em caso de falha.

O diesel também poderá ser utilizado, eventualmente, para o Sistema de Serviços de Poço, que disporá de duas bombas auxiliares, cada uma com 60 m³/h de capacidade, que levarão o diesel dos tanques de armazenamento para a sucção das bombas elétricas do Sistema de Serviços de Poço.

O diesel dos tanques de serviço alimenta outros usuários: Gerador de Gás Inerte, Gerador de Emergência e Gerador Auxiliar e é armazenado em tanques com capacidade para 24 horas de operação.

II.2.4.2.5.9 - Sistema de Movimentação de Cargas

O FPSO possuirá dois guindastes (um em cada bordo) com o objetivo de movimentação de carga em áreas específicas e manobras com embarcações. A posição de cada guindaste estará presente no Arranjo Geral do FPSO, apresentado no **Anexo II.2.4.2.1-1** deste documento.

Conjuntos de talhas e vigas estarão dispostas ao longo da embarcação para garantir a movimentação de cargas a pequenas distâncias.

II.2.4.2.5.10 - Sistema de Vent

Existem três linhas de *vent*, conectadas a todos os tanques de carga, *slop*, água *offspec* e óleo *offspec*, são elas:

- Linha de gás inerte;
- Linha de alívio das válvulas PV (alívio / quebra vácuo);
- Linha de *vent* atmosférico.

A linha de gás inerte será alimentada pelo gerador de gás inerte e será utilizada durante as operações de *offloading*, conforme mencionado no **subitem II.2.4.2.5.3 - Sistema de Gás Inerte.**

A linha de alívio das válvulas PV operará com duas válvulas de alívio reguladas para as pressões de 1.400/-350 mmH₂O e 1600/-350 mmH₂O. Uma terceira válvula quebra vácuo operará, caso os limites anteriores (sobre ou subpressão) sejam ultrapassados, regulada para as pressões de 2100/-700 mmH₂O.

A linha de *vent* atmosférico será usada para purga e inertização dos tanques durante as atividades de manutenção programada quando a linha de alívio das válvulas PV deverá estar isolada.

II.2.4.2.5.11 - Sistema de Drenagem Aberta

Os fluidos não perigosos tais como águas de chuva e linhas coletoras de equipamentos que não operam com hidrocarbonetos seguirão por gravidade pelo Sistema de Drenagem Aberta que consistirá de uma linha coletora que descarregará também por gravidade para um tanque primário, acima do nível do deck principal, cuja função será reter sólidos eventualmente escoados.

No nível superior do tanque primário haverá uma linha coletora que direcionará os fluidos do sistema de drenagem aberta para o tanque de *slop*.

Os fluidos perigosos serão coletados e enviados para o tanque de *slop* em um sistema exclusivo que também disporá de linha coletora e tanque. A drenagem do Sistema de Transferência de Óleo, em que não será possível a transferência por gravidade, terá um tanque coletor intermediário e uma bomba tipo diafragma, operada a ar, para se juntar no mesmo tanque em que serão coletados os demais fluidos perigosos.

II.2.4.2.6 - Acomodações

As acomodações localizam-se na popa da embarcação e terão capacidade para 100 pessoas. Ressalta-se que a embarcação possuirá duas baleeiras com

a capacidade de 120 pessoas cada, excedendo em mais de duas vezes o número máximo de tripulantes a bordo.

A unidade possuirá salas de escritórios, salas de reunião, sala de *briefing*, enfermaria provida de dois leitos, cozinha industrial, auditório, despensa para mantimentos, lavanderia, câmaras frigoríficas, cabines telefônicas, sala de telecomunicações, sala de controle e sala de painéis.

II.2.4.2.7 - Sistema de Comunicação

Em termos de segurança, a principal função do sistema de comunicação de emergência é comunicar aos serviços de resgate a decisão de abandonar o FPSO ou requerer resgate de pessoas feridas. Estão previstos dois Sistemas de Comunicação a bordo do FPSO:

- Sistema de Intercomunicação, Avisos e Alarmes;
- Sistema de Radiocomunicações e Sistema para Salvaguarda da Vida Humana no Mar (GMDSS).

II.2.4.2.7.1 - Sistema de Intercomunicação, Avisos e Alarmes

Constituído de transdutores sonoros (cornetas, alto-falantes, etc.) instalados em todas as áreas da unidade *offshore*, permitindo a emissão de chamadas e avisos em alta-voz, acompanhados, quando necessário, por alarmes de emergência específicos (Emergência e Abandono da Unidade). Esse Sistema é mantido por uma fonte ininterrupta de energia (*UPS - Uninterrupted Power Supply*). O funcionamento desses dois alarmes é gerenciado remotamente pelo Sistema ECOS (Estação Central de Operação e Supervisão) da unidade que, através de conexão com o Sistema de Intercomunicação em pauta, automaticamente aciona o sinal de alarme respectivo.

Nas áreas ruidosas, as chamadas e os alarmes são acompanhados de sinalização visual através do uso de lâmpadas de estado na cor Branca/Cristal. Os avisos de emergência têm prioridade máxima durante o soar de um tom de alarme. Quando emitidos a bordo, o nível sonoro do tom de alarme em curso é

emudecido automaticamente. Os cabos da rede desse sistema são resistentes a fogo, não contribuindo para a sua propagação.

II.2.4.2.7.2 - Sistemas de Radiocomunicações e para Salvaguarda da Vida Humana no Mar (GMDSS)

Sistemas constituídos de transceptores para radiocomunicação em diversas faixas de frequência (HF, VHF e UHF) serão utilizados para contato radiofônico com estações costeiras e com embarcações de apoio no mar. O Sistema para Salvaguarda da Vida Humana no Mar (Sistema *GMDSS*) será utilizado nos casos de acidentes na unidade, sempre que houver necessidade de auxílio externo. Ambos os sistemas são mantidos por fontes independentes e sistemas de baterias exclusivos, estando conectados a fontes ininterruptas de energia (*UPS*).

No caso de uma emergência a bordo do FPSO, deverão ser contatados os serviços de resgate e os escritórios da PETROBRAS em Santos/SP. Essas ações deverão ser conduzidas a partir da sala de rádio, baseadas nas instruções fornecidas pelo Fiscal da PETROBRAS a bordo. Esse processo de comunicação será conduzido via telefone e rádio VHF, devendo incluir notificações à base de apoio, serviços de transporte aéreo, barcos de apoio, além de outras unidades operando na área.

Os principais sistemas de comunicação são:

- Comunicações externas:
 - ✓ Inmarsat- C (GMDSS);
 - ✓ Inmarsat Mini-M;
 - ✓ HF/SSB-SMM Network (Serviço móvel Marinho) que permita comunicação com a unidade de apoio e EMBRATEL;
 - ✓ VSAT (voz e facsimile via PABX e registro);
 - ✓ Rádio UHF digital;
 - ✓ Rádio marítimo VHF (GMDSS);
 - ✓ Rádio marítimo MF/HF (GMDSS);
 - ✓ Rádio aeronáutico (VHF/AM).
- Comunicações internas:

- ✓ Estação de rádio UHF localizada na sala de controle de rádio;
- ✓ Rádio UHF portátil intrinsecamente seguro.

II.2.4.3 - Sistemas de Segurança e de Proteção Ambiental

O presente subitem descreve os sistemas de segurança e de proteção ambiental das unidades de produção, tais como: ancoragem, sistema de conexão com as linhas de escoamento, sistemas de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos, sistema de manutenção, sistema de combate a incêndio, monitoramento, dentre outros, fornecidos pela PETROBRAS.

II.2.4.3.1 - Sistema de Ancoragem

O FPSO será transportado por rebocadores até o local onde permanecerá posicionado durante cada atividade. O posicionamento do FPSO no local das atividades de produção será realizado por um sistema de ancoragem com estacas torpedo e amarras.

Os sistemas de ancoragem ao fundo do oceano fornecem meios seguros e confiáveis de permanência das unidades nas suas respectivas locações. Estes sistemas são projetados para funcionar em todas as condições de mar, sem causar danos aos equipamentos submarinos.

O FPSO será ancorado nas locações por meio de um sistema chamado *Turret Mooring*. Este sistema é constituído por uma torre, onde são fixadas as nove linhas de ancoragem e os *risers* flexíveis. Cada uma das linhas é composta de um trecho inferior de amarra, um trecho de cabo de poliéster e um trecho superior de amarra chamado de amarra de superfície. A configuração das linhas de ancoragem é em catenária livre.

O *Turret* é um sistema de ancoragem que permite um giro de 360º do navio, de forma a mantê-lo alinhado às condições meteoceanográficas dominantes no local, reduzindo as cargas sobre a unidade e sobre o sistema de ancoragem.

As trações de trabalho nas linhas de ancoragem instaladas garantem um passeio máximo do FPSO (*off-set*), de forma que nenhum dano seja causado

aos *risers* tanto para uma condição intacta quanto para uma condição adversa (uma linha de ancoragem rompida).

Todas as linhas de ancoragem possuem dispositivos de monitoramento de tração permitindo a verificação da integridade do sistema de ancoragem como um todo. Vale ressaltar que todo o projeto e instalação do sistema de ancoragem será certificado pela Sociedade Classificadora *American Bureau of Shipping*.

II.2.4.3.2 - Sistema de Conexão com as Linhas de Escoamento

As linhas de produção são responsáveis pelo escoamento da produção de óleo e gás do reservatório, interligando os poços produtores ao FPSO. Cada poço produtor possuirá três linhas que se conectarão à UEP: uma linha de produção, uma linha de serviço (acesso ao espaço anular do poço) e um umbilical eletro-hidráulico (responsável pelo controle dos atuadores submarinos e comunicação entre o poço e a UEP).

O *Turret* possui um *swivel* de produção, equipamento que permite que a passagem dos fluidos seja realizada de maneira segura e confiável da parte fixa (ancorada) para a parte móvel (a que acompanha o movimento da embarcação) do sistema.

Os poços serão munidos com equipamentos denominados “Árvore de Natal Molhada” (ANM), que são estruturas constituídas por um conjunto de válvulas, linhas de fluxo e um sistema de controle interligado a um painel localizado na plataforma. São equipamentos de segurança e de controle de fluxo (*on-off*) que permitem o fechamento do poço quando necessário.

II.2.4.3.3 - Sistema de Detecção, Contenção e Bloqueio de Vazamentos

Os sistemas de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos do FPSO serão projetados de forma a atender a legislação brasileira, os requisitos internos da PETROBRAS, e os requisitos estatutários, tais como:

- Requisitos de Bandeira;

- SOLAS (*Safety of Life at Sea* - Convenção Internacional para a Salvaguarda da Vida no Mar);
- MARPOL (*Marine Pollution* - Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição por Navios);
- ISM CODE (*International Safety Management Code* - Código Internacional da Gestão da Segurança).

O Sistema Emergencial de Bloqueio (ESD) tem como função intervir em um dado processo ou em um equipamento específico do processo durante uma ocorrência insegura. Esse sistema é acionado sempre que ocorra uma situação que possa resultar na perda de contenção.

Os componentes do sistema emergencial de bloqueio são identificados e documentados de forma a diferenciá-los de outros sistemas, e podem proporcionar:

- Bloqueio automático de equipamentos para proteção da tripulação e facilidades;
- Redundância de *softwares* e *hardwares*;
- Autoteste.

O sistema de alarme permite ser acionado manualmente através de botoeiras localizadas em pontos estratégicos do FPSO. As botoeiras geram alarme no Controle Central, indicando a necessidade de tomada de ação.

O FPSO será equipado com sistemas de detecção, que podem enviar sinais para fechamento imediato e automático do poço, prevenindo o descontrole do fluxo.

II.2.4.3.4 - Sistema de Gerenciamento da Manutenção

O FPSO possuirá um Sistema de Gerenciamento de Manutenção cujos objetivos principais são:

- Procedimentar as atividades de manutenção preventiva e preditiva;
- Programar e controlar as atividades de manutenção e inspeção;

- Manter um histórico de parâmetros operacionais dos principais equipamentos;

II.2.4.3.5 - Sistemas de Segurança

O Sistema de Segurança e Controle do FPSO determina os requisitos mínimos de segurança para os sistemas de superfície da unidade. Faz parte do processo de execução deste sistema a implementação de uma série de estudos de análise de riscos, como *HAZOP - Hazard and Operability Study* - Análise de Perigos e Operabilidade, que tem por objetivo identificar os perigos e os problemas de operacionalidade de uma instalação de processo e *HAZID - Hazard and Identification Study*, que tem por objetivo identificar as escalas de risco que podem ocorrer durante a operação.

O Sistema de Segurança e Controle é composto pelos sistemas que seguem:

- Sistema de detecção de Fogo e Gás;
- Sistema de Parada de Emergência (*Emergency Shutdown*) - ESD;
- Sistema de Parada de Processo - PSD.

Fazem parte do Sistema Instrumentado de Segurança - SIS os equipamentos transmissores, sensores e interruptores manuais, o sistema lógico, as válvulas solenóides de bloqueio e a interface operacional. Todos os elementos do SIS são completamente dissociados dos elementos utilizados no Sistema de Controle de Processo – SCP (*Process Control System – PCS*), tanto do ponto de vista físico como lógico. A energia do SIS é proveniente de duas fontes independentes de energia, sendo uma sobressalente.

O sistema de gás e incêndio presente no FPSO foi desenvolvido obedecendo a critérios da certificadora ABS, entre outros. De maneira geral, o sistema de gás e incêndio compreende o monitoramento de todas as áreas onde misturas explosivas e inflamáveis possam ocorrer.

A detecção desses eventos irá, então, iniciar o alerta dos tripulantes pelo sistema público de informação desencadeando uma série de ações que visam à minimização das consequências do evento. Ações de controle encontradas no

sistema de gás e incêndio têm interface direta com o de Sistema Emergencial de Bloqueio (ESD) e permitem a evacuação dos tripulantes com segurança.

O Sistema de Gás e Incêndio consiste em:

- Detecção automática de fogo ou presença de mistura combustível;
- Iniciação de alarmes visuais e sonoros para aviso de perigo a todos os tripulantes;
- Ativação do sistema de dilúvio na área afetada e em áreas adjacentes;
- Ativação do sistema de bloqueio automático para fechar os poços e plantas de processo e utilidades;
- Inundação de áreas afetadas com agente extintor de maneira a extinguir o fogo;
- Ativação manual do bloqueio e sistema de proteção de incêndio;
- Efetuação de extensos diagnósticos de fornecimento de energia e circuitos elétricos, devido à perda de energia ou falhas;
- Alarme imediato no painel de controle quando da detecção de incêndio;
- Painel central do Sistema de Gás e Incêndio para o FPSO localizado na sala de controle, que contempla toda a área de processo e recebe informações consolidadas dos subpainéis localizados em outras áreas do FPSO;
- Subpainel que atende as acomodações localizadas na sala de controle;
- Estação operadora de interface, localizada na sala de controle;
- Dispositivos de detecção de calor, fumaça, gases combustíveis;
- Dispositivos sensíveis à Radiação Infravermelha (IR);
- Alarmes visuais e sonoros.

O Sistema de Parada de Processo - PSD ocorre quando há um descontrole de uma variável de processo que leva à atuação de um dispositivo de intertravamento relacionado às áreas do processo, levando à parada da planta. O PSD pode ser iniciado automática ou manualmente a partir da CCR ou em locais estratégicos na planta de processo. Quando da ocorrência de um PSD, alarmes visíveis e audíveis são acionados localmente e na CCR.

O PSD é ativado pelos seguintes meios:

- Automaticamente, por um ESD;

- Manualmente, através de uma botoeira na CCR;
- Indicação de nível muito alto (LSHH) nos HP e LP *flare knockout drums*.

Os trabalhadores do FPSO realizam treinamentos e simulados periódicos para verificar o tempo de resposta da equipe a um determinado cenário emergencial.

Foram estabelecidas ações a serem tomadas caso ocorram sinistros, divididas em quatro níveis de parada de emergência (ESD). Os agentes motivadores que determinam o status do FPSO e, conseqüentemente, a definição de um dentre os quatro níveis de emergência, apresentados abaixo em ordem decrescente de prioridade:

- Nível 1- Bloqueio e Abandono do FPSO (APS);
- Nível 2- Bloqueio de Emergência (ESD - 1/2);
- Nível 3- Bloqueio de Processo (PSD - 1);
- Nível 4- Despressurização de Emergência (EDP-1).

No caso de falha dos sistemas de segurança do FPSO, os possíveis cenários de ocorrência, bem como as medidas mitigadoras estão apresentados no estudo de Análise de Riscos Ambientais.

II.2.4.3.6 - Recursos de Abandono, Fuga e Resgate

Os recursos de abandono, fuga e resgate têm o propósito de prover condições seguras de escape para todos os tripulantes do FPSO. Fazem parte dos recursos de abandono o helicóptero, as baleeiras e os botes salva-vidas. O FPSO contará com duas baleeiras com capacidade para 120 pessoas cada e botes de resgate.

II.2.4.3.7 - Sistemas de Atendimento a Emergências

A Petrobras mantém no país, os Centros de Defesa Ambiental – CDA, localizados em pontos estratégicos de operação e cumprem uma função de apoio operacional e logístico, ou seja, complementam os planos de emergência

já existentes nos terminais, refinarias, plataformas e embarcações a serviço da Companhia.

Os CDAs são equipados com embarcações recolhedoras, balsas, dispersantes químicos, agentes biorremediadores, barreiras de contenção e absorção de óleo, dentre outros.

A PETROBRAS possui também embarcações de grande porte dedicadas ao atendimento exclusivo de emergências ambientais, conforme descrito no PEVO-BS (**Anexo II.11-1**), bem como frota de aeronaves e outras embarcações que podem ser utilizadas em casos emergenciais.

II.2.4.3.8 - Sistema de Medição e Monitoramento

A medição de fluidos (óleo e gás) seguirá o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural da ANP (Resolução Conjunta nº 1 ANP/INMETRO, de 10 de junho de 2013).

II.2.4.3.8.1 - Efluentes Sanitários

O sistema de tratamento de efluentes sanitários se constituirá de uma unidade de tratamento de esgoto com princípio de tratamento de lodo ativado, sistema de aeração e sistema de cloração do efluente antes do descarte ao mar. Essa unidade será composta por um tanque de aeração, um tanque de decantação e um tanque de desinfecção por cloro. O sistema compreende uma bomba de descarga, dois aeradores e um painel de controle local.

O primeiro tanque de aeração receberá o esgoto e o tratará pela ação de bactérias aeróbicas e microrganismos e adição de oxigênio atmosférico pela injeção de ar. O dióxido de carbono resultante da ação das bactérias e microrganismos é liberado para atmosfera por meio de respiros.

As águas cinzas são direcionadas ao tanque de desinfecção, que também recebe as águas negras já tratadas. Após a desinfecção o efluente tratado final (águas cinzas e águas negras) será descartado ao mar de forma contínua e medido através de medidor de vazão instalado. Este processo de tratamento ocasiona a geração de lodo no processo de decantação. Este lodo

será periodicamente retirado da unidade e encaminhado para disposição final em terra.

O sistema do FPSO Pioneiro de Libra e a respectiva capacidade de tratamento encontra-se no **Quadro II.2.4.3.8.1-1**.

Quadro II.2.4.3.8.1-1 - Sistema de tratamento de efluentes sanitários do FPSO Pioneiro de Libra.

FPSO	Princípio Tratamento	Quantidade	Capacidade Total (m ³ /dia)
Pioneiro de Libra	Lodo ativado com sistema de aeração suspensa	1	15,75

A unidade de tratamento de efluentes sanitários possui sistema de manutenção e inspeção programado com manutenções preventivas para manter o equipamento operando dentro dos padrões previstos pelo fabricante e atendendo aos padrões estabelecidos pela legislação pertinente. Assim que disponíveis, maiores detalhes do sistema de tratamento de efluentes sanitários, como fabricante e modelo, serão informados à CGPEG/IBAMA no âmbito deste processo.

II.2.4.3.8.2 - Águas e Resíduos de Cozinha

Os resíduos orgânicos alimentares serão os únicos resíduos que não serão destinados para tratamento em terra. Estes resíduos serão triturados por equipamento com capacidade de 60 kg/h em partículas com tamanho inferior a 25 mm, segundo as especificações determinadas na Convenção MARPOL, sendo posteriormente descartados ao mar. Maiores detalhes do triturador de resíduos orgânicos, como fabricante e modelo serão informados à CGPEG/IBAMA âmbito deste processo. Todos os resíduos descartados no mar serão registrados no livro de resíduos da embarcação conforme estabelecido pela MARPOL.

O triturador é submetido à manutenção e inspeção segundo o programa de manutenção e inspeção, a fim de manter o equipamento operando dentro dos padrões estabelecidos. Um triturador reserva de mesma capacidade será

mantido no FPSO para substituição imediata em casos de quebra ou manutenção do triturador em operação.

II.2.4.3.8.3 - Água de Produção

A água de produção não é esperada em grande quantidade nas atividades de operação. O FPSO será equipado para o tratamento desse eventual efluente, de forma a garantir o descarte dentro dos padrões estabelecidos pela Resolução CONAMA n° 393/2007.

O tratamento da água produzida para descarte tem como objetivo reduzir o teor de óleo, que deverá ser de 29 ppm, em média, e pico de 42 ppm conforme preconizado pela Resolução CONAMA n° 393/07. O sistema do FPSO tem capacidade máxima de tratamento e descarte de 4.000 m³/d de água produzida.

O sistema de tratamento de água produzida do FPSO possui basicamente os seguintes equipamentos principais: vaso degaseificador, hidrociclones, e flotador.

Na planta de processo, a água produzida é separada em dois equipamentos, o separador água livre e tratador eletrostático. A corrente de água produzida oriunda destes separadores é enviada inicialmente aos hidrociclones, os quais promovem então a remoção do óleo através de um processo de centrifugação.

Em seguida a água é enviada para o resfriador de água produzida. O resfriador de água produzida é um trocador de calor, cuja função é a redução da temperatura da água para o descarte. A última etapa do tratamento é realizada no flotador, cuja função é fazer o polimento da água tratada pelos hidrociclones especificando o teor de óleo abaixo dos limites exigidos pela legislação. Ao sair do flotador a água produzida segue para o descarte.

A qualidade da água tratada é monitorada continuamente antes de ser descartada no mar, através de um sensor de TOG na linha de descarte. O monitor de TOG possui alarme sonoro e visual na Sala de Controle de Processo. O mesmo sinal que acionará o alarme provocará a interrupção

automática do descarte, com o retorno da água para novo tratamento nos tanques *off-spec* do FPSO.

II.2.4.3.8.4 - Efluente de Plantas de Dessulfatação

Uma vez que o FPSO Pioneiro de Libra não possui facilidades de injeção de água, não tem planta de dessulfatação.

II.2.4.3.8.5 - Drenagem de Conveses e Águas Oleosas

O FPSO possui trincaiz de 180-300 mm de altura no convés para coleta das águas provenientes de chuva, que também serão coletadas nas bacias de drenagem aberta dos módulos de processo e encaminhadas para o tanque de descarte de águas pluviais (tanque de drenagem) e descartadas mediante medição de TOG de no máximo 15 ppm.

Para o tratamento de águas oleosas provenientes da praça de máquinas, o FPSO dispõe de um sistema de separação de água/óleo (SAO). Os efluentes de manutenção e operação das máquinas, assim como os resíduos oleosos provenientes do processo de purificação de óleo diesel e óleo lubrificante serão coletados regularmente e enviados para tanque específico (*Bilge Tank*).

II.2.4.3.8.6 - Sistema de Coleta e Destinação de Óleos Sujos

A água do *Bilge Tank*, descrita no item anterior, será aspirada e tratada pelo separador de água e óleo. Assim que enquadrada no TOG máximo de 15 ppm de óleo, esta água tratada será descartada ao mar, enquanto o óleo é direcionado para o *Oily Bilge Tank*. O óleo acumulado será transferido para o tanque de *slop*, através da bomba de esgoto oleoso ou através da bomba de borra. Assim que disponíveis, maiores detalhes do separador de água e óleo, como fabricante e modelo, serão informados à CGPEG/IBAMA no âmbito deste processo.

O **Quadro II.2.4.3.8.6-1** apresenta resumidamente os descartes que serão gerados no FPSO.

Quadro II.2.4.3.8.6-1 - Estimativa de geração de efluentes durante as atividades de TLD e SPAs no Bloco de Libra, Bacia de Santos.

Descarte	Tratamento	Quantidade
Efluente sanitário	Lodo ativado com sistema de aeração suspensa	15,75 m ³ /d
Água de produção	Hidrociclones e flotador	Variável* (capacidade de 4.000 m ³ /d)
Efluentes oleosos	Decantação em tanque (<i>slop</i>)	Variável
Água de resfriamento	Não há contaminação	153.756,1 m ³ /d

*Estimativa de geração de água produzida é apresentada nos Quadros II.2.4.4-1 e II.2.4.4-2.

II.2.4.3.9 - Sistemas de Separação, Eliminação, Ventilação e Reinjeção de CO₂

Como descrito no trecho Planta de Processo, a corrente de gás proveniente do separador de alta pressão será encaminhada para o sistema de compressão principal (Compressão A). O gás proveniente do degaseificador passa pela Unidade de Recuperação de Vapor (URV) e posteriormente segue para a Compressão Principal. A Compressão Principal será constituída de três unidades compressoras, sendo uma reserva, em configuração 3x50%.

Após a Compressão Principal, a corrente de gás será encaminhada para a unidade de tratamento do gás, que consiste em um sistema de desidratação do gás por peneiras moleculares. Uma parcela do gás produzido, a ser utilizada para consumo interno como gás combustível, será enviada para o sistema de remoção de CO₂ por processo de permeação através de membranas;

A tecnologia de membranas é aplicável aos casos de ampla faixa de teores de CO₂. Duas tecnologias estão disponíveis comercialmente para o tratamento do gás, fibra oca e espiral. As membranas semipermeáveis são fabricadas de acetato de celulose que, no caso da tecnologia fibra oca, apresentam o formato de capilares agrupados para a formação do cartucho e, no caso das membranas em espiral, apresentam o formato de folhas enroladas ao redor de uma estrutura tubular perfurada, para a coleta do permeado.

As membranas possuem uma vida útil média prevista de 3,5 anos. Após a perda de desempenho das membranas, a sua substituição é necessária. Os cartuchos removidos serão encaminhados para a disposição de forma segura em aterro industrial, conforme procedimento específico e validado pelos órgãos reguladores em conformidade com a legislação vigente.

O excedente de gás será encaminhado para sistema de compressão de injeção que eleva a pressão do gás até 550 bar(a). Serão dois compressores de injeção, sendo um reserva, em configuração 2x100%. O gás pode ser utilizado para *gas-lift* e encaminhado para a injeção em reservatório.

Esta reinjeção de gás produzido na rocha reservatório tem como objetivo evitar a emissão de gases de efeito estufa, evitando-se o envio para a tocha que é feito tradicionalmente em TLDs. O gás reinjetado também pode ter um efeito benéfico para a recuperação do petróleo, pois ao se misturar com o óleo no reservatório, evita a perda de pressão e diminui a viscosidade do fluido de reservatório, tornando-o mais fluido e facilitando seu escoamento.

II.2.4.4 - Curva Prevista para a Produção de Óleo, Gás e Água durante a Exploração do Reservatório

As seguintes premissas foram adotadas para a geração das curvas de produção dos testes de longa duração que serão realizados:

- Primeiro óleo do TLD: Dezembro/2016;
- 1 poço produtor e 1 poço injetor de gás em cada TLD e SPA;
- Duração do TLD e dos 4 SPAs: 12 meses cada um;
- Tempo de comissionamento do sistema de injeção de gás estimado em 60 dias para a primeira locação do TLD com redução deste tempo para os demais;
- Vazão máxima de produção de 8.000 m³ por dia de óleo e 4 milhões de m³ de gás por dia por poço produtor, cuja curva de produção de óleo esperada é mostrada na curva verde e a produção de gás na curva vermelha na **Figura II.2.4.4-1**.

Assim, a capacidade máxima de produção de petróleo é de 50.000 barris/dia, com uma produção média em torno de 30.000 barris/dia e 2.000 Mm³/dia de gás durante cada teste. Parte deste gás produzido será usada para gerar energia no processo e o restante será reinjetado no reservatório, conforme **Quadros II.2.4.4-1** e **II.2.4.4-2**. Em função do caráter altamente exploratório da área de Libra atualmente, há muita incerteza quanto à produtividade dos poços e conseqüentemente quanto à vazão esperada durante o TLD e os SPAs. É importante destacar que o FPSO que realizará o TLD e os SPAs em Libra tem a capacidade de produzir 8.000 m³/dia de petróleo, algo próximo a 50.000 barris/dia, e que vazões desta magnitude podem acontecer durante o TLD ou os SPAs.

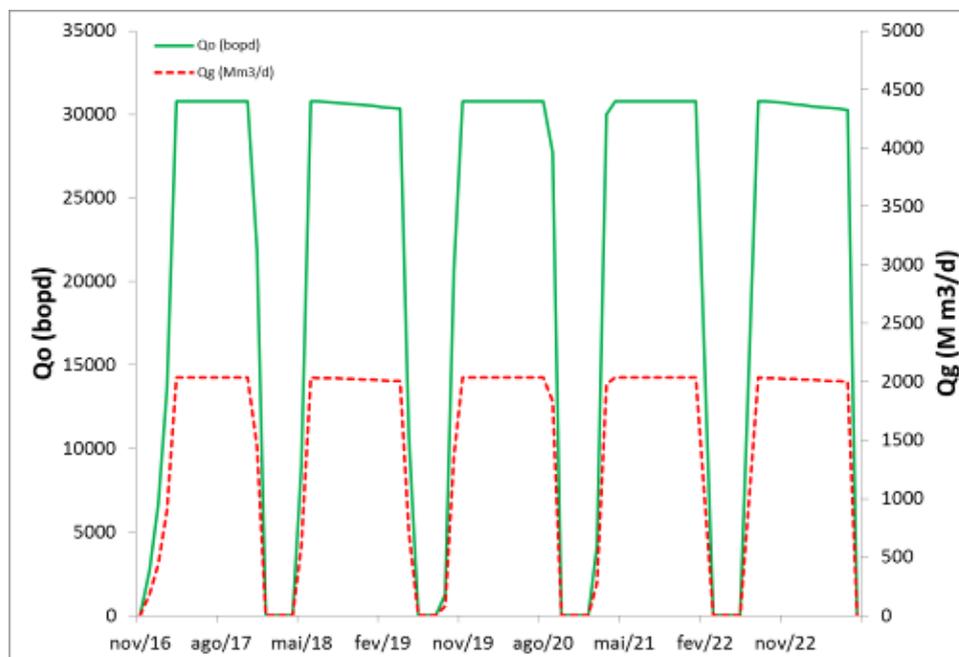


Figura II.2.4.4-1 - Curvas de produção média prevista de petróleo e gás do TLD e dos SPAs do Bloco de Libra, Bacia de Santos.

Os **Quadros II.2.4.4-1** e **II.2.4.4-2** mostram as médias mensais das curvas de produção e o balanço de gás produzido.

Quadro II.2.4.4-1 - Curvas de produção e balanço de gás dos TLD, SPA1 e SPA2 dos Blocos de Libra, Bacia de Santos.

DATA	PRODUÇÃO (Média Mensal)			BALANÇO DE GÁS		
	Óleo / Condensado (m3/d)	Gás Associado (Mil m3/d)	Água (m3/d)	Injetado (Mil m3/d)	Consumido (Mil m3/d)	Perdas (Mil m3/d)
TLD (Dez/16-Dez/17)						
dez/16	431	179	0	0	14	5
jan/17	1059	440	0	0	170	13
fev/17	2155	896	0	699	170	27
mar/17	4895	2034	1	1803	170	61
abr/17	4895	2034	1	1803	170	61
mai/17	4895	2034	1	1803	170	61
jun/17	4895	2034	1	1803	170	61
jul/17	4895	2034	1	1803	170	61
ago/17	4895	2034	1	1803	170	61
set/17	4895	2034	2	1803	170	61
out/17	4895	2034	2	1803	170	61
nov/17	4895	2034	2	1803	170	61
dez/17	3474	1444	1	1230	170	43
SPA1 (Mai/18-Mai/19)						
mai/18	1426	592	0	405	170	18
jun/18	4895	2034	2	1803	170	61
jul/18	4892	2033	5	1802	170	61
ago/18	4887	2031	9	1800	170	61
set/18	4881	2028	15	1798	170	61
out/18	4874	2026	22	1795	170	61
nov/18	4867	2022	30	1792	170	61
dez/18	4858	2019	38	1788	170	61
jan/19	4849	2015	47	1785	170	60
fev/19	4841	2012	56	1781	170	60
mar/19	4832	2008	65	1778	170	60
abr/19	4823	2004	74	1774	170	60
mai/19	1709	710	28	519	170	21
SPA2 (Set/19-Set/20)						
set/19	198	82	0	0	7	2
out/19	3286	1366	1	1155	170	41
nov/19	4895	2034	2	1803	170	61
dez/19	4894	2034	2	1803	170	61
jan/20	4894	2034	3	1803	170	61
fev/20	4894	2034	3	1803	170	61
mar/20	4894	2034	3	1803	170	61
abr/20	4894	2034	3	1803	170	61
mai/20	4894	2034	3	1803	170	61
jun/20	4894	2034	3	1803	170	61
jul/20	4894	2034	3	1803	170	61
ago/20	4894	2034	3	1803	170	61
set/20	4405	1830	2	1605	170	55

Quadro II.2.4.4-2 - Curvas de produção e balanço de gás dos SPA3 e SPA4 do Bloco de Libra, Bacia de Santos.

DATA	PRODUÇÃO (Média Mensal)			BALANÇO DE GÁS		
	Óleo / Condensado (m3/d)	Gás Associado (Mil m3/d)	Água (m3/d)	Injetado (Mil m3/d)	Consumido (Mil m3/d)	Perdas (Mil m3/d)
SPA3 (Fev/21-Fev/22)						
fev/21	666	277	0	246	22	8
mar/21	4772	1983	1	1753	170	59
abr/21	4895	2034	2	1803	170	61
mai/21	4895	2034	2	1803	170	61
jun/21	4895	2034	2	1803	170	61
jul/21	4895	2034	2	1803	170	61
ago/21	4895	2034	2	1803	170	61
set/21	4895	2034	1	1803	170	61
out/21	4895	2034	1	1803	170	61
nov/21	4895	2034	1	1803	170	61
dez/21	4895	2034	1	1803	170	61
jan/22	4895	2034	1	1803	170	61
fev/22	2448	1017	1	817	170	31
SPA4 (Jul/22-Jun/23)						
jul/22	2531	1052	1	850	170	32
ago/22	4895	2034	2	1803	170	61
set/22	4892	2033	5	1802	170	61
out/22	4885	2030	12	1799	170	61
nov/22	4877	2027	20	1796	170	61
dez/22	4867	2023	29	1792	170	61
jan/23	4858	2019	39	1788	170	61
fev/23	4849	2015	48	1785	170	60
mar/23	4840	2011	57	1781	170	60
abr/23	4831	2008	66	1777	170	60
mai/23	4822	2004	75	1774	170	60
jun/23	4813	2000	84	1770	170	60

II.2.4.5 - Sistema Submarino

As estruturas submarinas necessárias para a produção de petróleo e gás nos projetos do TLD e SPAs englobam linhas de produção, linhas de injeção de gás, linhas de serviço, umbilicais de controle e árvores de natal molhadas (ANM).

II.2.4.5.1 - Configuração das Linhas

As linhas de interligação dos poços ao FPSO serão compostas pelos seguintes trechos:

- *Flowlines* ou Dutos Estáticos (trecho assentado no fundo do mar);
- *Risers* ou Dutos Dinâmicos (trecho suspenso que faz a conexão das *flowlines* com a plataforma).

Neste projeto, serão utilizadas apenas linhas flexíveis, as quais são constituídas por várias camadas de diferentes materiais (poliméricos e metálicos), cada uma delas com uma função distinta (resistência ao colapso, resistência à tração, estanqueidade, etc).

O *riser* realiza a interligação do trecho assentado no fundo do mar (*flowline*) com a UEP, possuindo, então, um trecho não apoiado no leito marinho (trecho suspenso).

Algumas configurações são possíveis dependendo da estrutura selecionada para o *riser*:

- Sistemas acoplados (*risers* conectados diretamente à UEP):
 - Flexível em catenária livre;
 - Flexível em *lazy wave*, configuração que utiliza flutuadores para reduzir a carga estática e dinâmica no topo dos *risers*.

Estas configurações podem ser utilizadas tanto para as linhas de produção quanto para as de injeção de gás e umbilicais. Para o projeto dos TLD e SPAs do Bloco de Libra, a configuração acoplada *lazy wave* será aplicada para os *risers* e os umbilicais.

A configuração *lazy wave* recebe tal denominação devido às corcovas apresentadas pelas linhas devido à ação dos flutuadores antes das mesmas atingirem o leito marinho. A **Figura II.2.4.5.1-1** ilustra a configuração *lazy wave*. O ponto onde o *riser* toca o leito marinho é denominado de TDP (*Touch Down Point*).

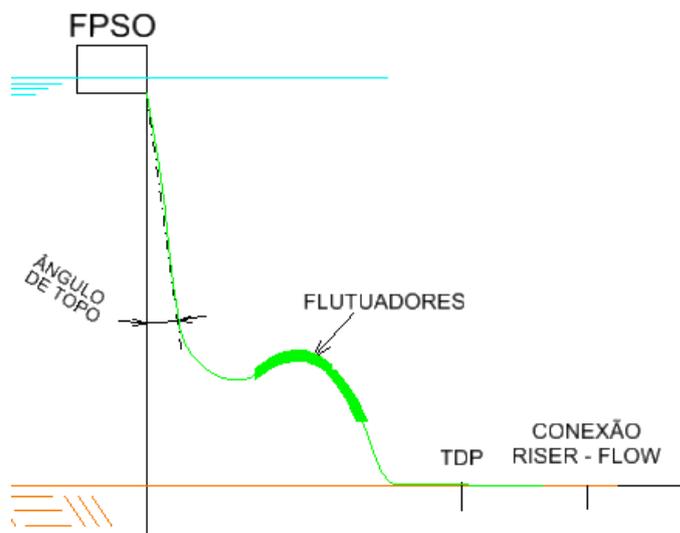


Figura II.2.4.5.1-1- Exemplo de configuração - Lazy wave.

A configuração submarina prevista para o TLD e os SPAs é de *lazy wave* para todas as linhas flexíveis. O **Quadro II.2.4.5.1-1** abaixo apresenta o diâmetro interno e o comprimento das linhas (produção, serviço e injeção de gás).

Cabe ressaltar que para todos os *risers* projetados, as seguintes condições serão atendidas:

- O projeto das linhas irá considerá-las totalmente cheias com o fluido do processo para a qual serão especificadas ou água do mar;
- Para o cálculo dos esforços nas operações de *pull-in*² e *pull-out*³, as linhas serão avaliadas, em ambos os casos, para os cenários de estarem cheias de água do mar ou vazias;
- Nenhum *riser* deverá fazer “sombra” sobre outro *riser*, isto é, não deverá existir mais de um *riser* em uma mesma direção radial.
- Todas as linhas possuirão proteção contra incidência de radiação ultravioleta (necessário ao período pré-instalação).

² *Pull-in*: operação de transferência da linha a partir da embarcação de lançamento (durante a instalação da linha) para o FPSO.

³ *Pull-out*: operação de transferência da linha a partir do FPSO (durante a instalação da linha) para a embarcação de lançamento.

Quadro II.2.4.5.1-1 - Diâmetro e comprimento das linhas flexíveis nos TLD e SPAs do Bloco de Libra, Bacia de Santos.

Teste	Linhas Flexíveis	Diâmetro Interno (pol)	Comprimento do riser (m)	Comprimento do flowline (m)
TLD	Linha de Produção	8"	3.680	1.220
	Linha de Serviço	6"	3.680	680
	Linha de Injeção de Gás	6"	3.680	1.280
	Linha de Injeção de Gás	6"	3.680	1.690
SPA1	Linha de Produção	8"	3.680	1.325
	Linha de Serviço	6"	3.680	1.550
	Linha de Injeção de Gás	6"	3.680	1.400
	Linha de Injeção de Gás	6"	3.680	1.410
SPA2	Linha de Produção	8"	3.680	1.330
	Linha de Serviço	6"	3.680	1.550
	Linha de Injeção de Gás	6"	3.680	4.400
	Linha de Injeção de Gás	6"	3.680	4.310
SPA3	Linha de Produção	8"	3.680	1.780
	Linha de Serviço	6"	3.680	1.440
	Linha de Injeção de Gás	6"	3.680	3.355
	Linha de Injeção de Gás	6"	3.680	3.945
SPA4	Linha de Produção	8"	3.680	1.790
	Linha de Serviço	6"	3.680	2.105
	Linha de Injeção de Gás	6"	3.680	3.385
	Linha de Injeção de Gás	6"	3.680	3.230

Conforme já mencionado, as linhas flexíveis serão compostas por várias camadas de diferentes materiais e dimensões, de forma a atender aos requisitos de cada aplicação. Cada camada contribui para resistir à combinação de esforços durante a instalação e operação da linha, tais como pressão hidrostática externa, pressão interna do fluido, compressão radial dos sistemas de instalação, tração e compressão na região do ponto de contato com o leito oceânico (*Touch Down Point - TDP*).

A **Figura II.2.4.5.1-2** ilustra, de forma esquemática, a estrutura de uma linha flexível.



Fonte: Martins *et al.*(2011), traduzida de Rubin & Gudme (2006).

Figura II.2.4.5.1-2 - Estrutura de uma linha flexível.

A PETROBRAS utiliza equipamentos adequados ao cenário operacional, que são submetidos a diversas análises para as etapas de instalação e operação, considerando as condições operacionais normais e as mais severas durante o processo de qualificação, garantindo segurança tanto nas fases de instalação como de operação dos empreendimentos.

II.2.4.5.2 - Umbilicais de Controle

Para o projeto dos TLD e SPAs, o umbilical de controle (UEH - Umbilical eletro-hidráulico) consistirá de um conjunto de quatro mangueiras termoplásticas de ½”, seis mangueiras HCR (*High Collapse Resistance*) de ½” e quatro pares de cabos elétricos de 6,0 mm² de seção, integrados em um único encapsulamento. O **Quadro II.2.4.5.2-1** apresenta o comprimento de cada umbilical de controle

A **Figura II.2.4.5.2-1** apresenta o corte da seção transversal de um umbilical eletro-hidráulico típico para controle de poços satélites. As mangueiras termoplásticas são utilizadas para as funções de atuação hidráulica de

acionamento das válvulas submarinas. As mangueiras HCR do umbilical são utilizadas para injeção de produtos químicos (inibidor de incrustação, sequestrante de H₂S, inibidor de asfaltenos, inibidor de parafinas e inibidor de hidrato) e os pares elétricos para alimentação, controle e aquisição de sinais necessários para monitorar as pressões e temperaturas nos poços de produção e de injeção e em suas respectivas ANM.

Quadro II.2.4.5.2-1 - Comprimento dos umbilicais de controle (UEH - umbilical eletro-hidráulico).

Teste	Poço	Tipo de Poço	Comprimento do UEH (m)
TLD	NW3	Produtor	4.790
	NW2	Injetor	5.315
SPA1	C2	Produtor	5.230
	C4	Injetor	5.195
SPA2	C1	Produtor	5.220
	C3	Injetor	8.155
SPA3	SE2	Produtor	5.405
	SE3	Injetor	7.450
SPA4	SE1	Produtor	5.705
	SE4	Injetor	7.070



Fonte: http://www.tratos.eu/images/stories/others/catalogues/Tratos_Umbilical.pdf

Figura II.2.4.5.2-1 - Vista da seção transversal de um Umbilical Eletro-Hidráulico.

II.2.4.5.3 - *Árvore de Natal Molhada (ANM)*

O equipamento denominado *Árvore de Natal Molhada (ANM)* é uma estrutura submarina instalada sobre os poços produtores e injetores, constituída por um conjunto de válvulas, linhas de fluxo e um sistema de controle acionado remotamente pela UEP.

As ANM são equipamentos responsáveis pelo controle da produção de petróleo e pela injeção de gás. Trata-se do principal equipamento de segurança do poço. Na ANM são instalados os instrumentos que possibilitam o monitoramento de alguns parâmetros de produção, como pressão e temperatura.

As ANMs a serem utilizadas (padrão Pré-Sal) possuem seis válvulas acionáveis pela unidade de produção e outras três acionáveis apenas a partir da sonda que estiver intervindo no poço, quando houver essa necessidade. Nas ANMs há ainda válvulas de injeção química, também acionadas através da UEP.

As válvulas da ANM são do tipo falha segura fechada, ou seja, só permanecem abertas enquanto houver pressão nos seus atuadores, a qual é transmitida via umbilical de controle a partir da unidade de produção. Uma vez que a pressão da linha de controle esteja drenada, a válvula fecha devido à ação da mola do atuador, priorizando a segurança em caso de falha.

II.2.4.5.4 - *Resumo das Estruturas Submarinas*

O **Quadro II.2.4.5.4-1** lista resumidamente as instalações submarinas que irão compor cada empreendimento.

Quadro II.2.4.5.4-1 - *Resumo das linhas do sistema submarino para cada um dos testes.*

Teste	Raio de Ancoragem aproximado (km)	Linha de Produção	Linha de Serviço	Umbilical de Controle	Linha de Injeção de Gás	Árvore de Natal Molhada (ANM)
TLD	2,6	1	1	2	2	2
SPA1	2,8	1	1	2	2	2
SPA2	2,8	1	1	2	2	2
SPA3	2,9	1	1	2	2	2
SPA4	3,0	1	1	2	2	2

II.2.4.6 - Atividades de Instalação

As atividades de instalação da unidade de produção e suas estruturas submarinas associadas seguirão o Cronograma Preliminar da Atividade apresentado na **Figura II.2.1.7-1**, no **subitem II.2.1.7 - Cronograma Preliminar da Atividade**.

A operação de ancoragem da UEP divide-se em duas etapas: pré-lançamento do ponto fixo de ancoragem e tensionamento das linhas de ancoragem. Para a ancoragem do FPSO serão utilizadas estacas torpedos. Há dois tipos de estacas a serem utilizadas pela PETROBRAS. Para o TLD será utilizada a estaca torpedo T-120 e para os SPAs há a expectativa de se utilizar as estacas torpedo T-98, porém isto só será confirmado após a realização de campanha geotécnica *offshore*. As estacas têm suas principais características detalhadas no **Quadro II.2.4.6-1**.

Quadro II.2.4.6-1 - Principais características das estacas torpedo do TLD e SPAs do Bloco de Libra, Bacia de Campos.

Estacas Torpedo	T-98	T-120
Comprimento (m)	17,23	22,10
Diâmetro (m)	1,067	1,219
Peso (ton)	98	120
Profundidade de topo (m)*	22 a 27	18 a 23

* Profundidade estimada através de dados disponíveis até o momento.

A escolha das locações de lançamento das estacas, amarração e ancoragem, assim como a escolha da locação dos poços, é baseada em estudo de características geológicas e geomorfológicas do bloco, como, por exemplo, inclinação, relevo e variações acentuadas de batimetria, com a finalidade de mitigação de risco de instabilidade geológica. Para suportar estas avaliações são realizadas campanhas de caracterização do fundo marinho através de levantamentos de dados com uso de AUV (Autonomous Underwater Vehicle).

Antes de iniciar a atividade, o Sistema de Gerenciamento de Obstáculos (SGO), será verificado. Este sistema tem como objetivo identificar os dutos e equipamentos já instalados da região, a fim de mitigar riscos de interação com as estruturas submarinas a serem lançadas.

A partir dos dados do SGO e de inspeções visuais realizadas com o auxílio de ROV são analisadas as rotas sem interferência para os projetos de instalação submarina, sendo considerado um afastamento seguro entre as estruturas de cada sistema.

II.2.4.6.1 - Pré-lançamento do ponto fixo de ancoragem

Esta fase compreende a instalação das estacas torpedos e amarras de fundo de cada uma das linhas de ancoragem e é realizada antes da chegada do FPSO na locação.

O processo de instalação do ponto fixo de ancoragem consiste na descida da estaca até uma profundidade calculada, quando então o sistema é liberado, caindo por gravidade. A estaca torpedo crava no solo marinho e posteriormente são registrados os valores da profundidade atingida e o ângulo de inclinação da estaca. Estes dados são utilizados para aprovação pela Sociedade Classificadora.

A **Figura II.2.4.6.1-1** mostra um exemplo de estaca torpedo utilizada em ancoragem.

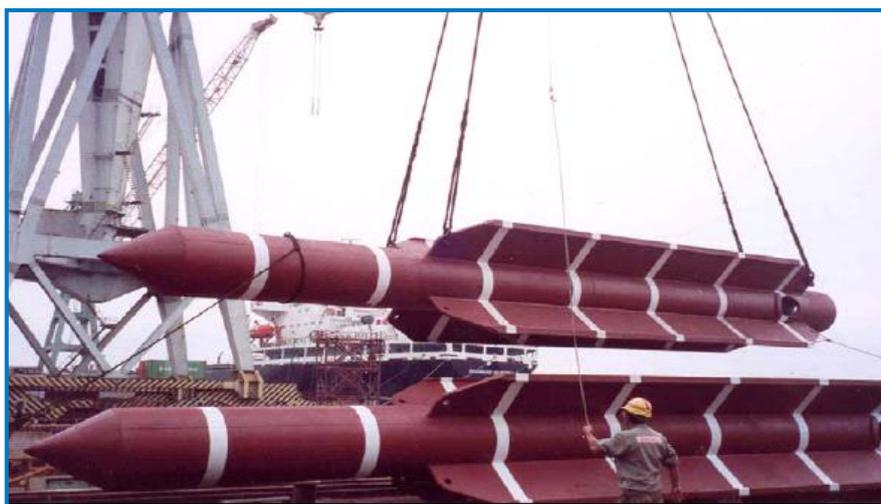


Figura II.2.4.6.1-1 - Estaca do tipo torpedo utilizada em ancoragem.

Essa fase é realizada com a utilização de duas embarcações do tipo AHTS (*Anchor Handling Tug Supply*), com apoio de uma terceira embarcação dotada de ROV, podendo ser um próprio AHTS ou um RSV (*Remote Survey Vessel*). A **Figura II.2.4.6.1-2** ilustra dois exemplos de AHTS.

As embarcações que poderão operar na realização das atividades são aquelas contempladas nos Projetos Ambientais de Caráter Continuado e serão definidas em função da disponibilidade quando da realização da operação.

Ao chegarem à locação, os AHTSs se posicionam sobre as coordenadas de projeto dos pontos fixos, montam os componentes da linha de ancoragem e em seguida descem o torpedo até a profundidade definida para lançamento. Posicionado o torpedo na altura adequada, as embarcações liberam o torpedo. São monitorados os parâmetros da queda e da cravação e estando dentro do esperado, o sistema é abandonado para posterior conexão do restante da linha de ancoragem. Caso os parâmetros não atendam aos critérios de projeto, o torpedo é retirado para novo lançamento.



Figura II.2.4.6.1-2 - Embarcações de suporte Maersk Boulder (esq.) e Far Senior (dir.), exemplos de embarcações que poderão ser utilizadas na instalação dos pontos fixos de ancoragem do FPSO.

II.2.4.6.1.1 - Hook-up e tensionamento das linhas de ancoragem

Com o FPSO já na locação, inicia-se a atividade de *hook-up*, que consiste na instalação dos complementos dos componentes do sistema de ancoragem, ou seja, os cabos de poliéster e a amarra de topo, e a conexão dessa amarra ao seu respectivo *chain stopper* no *Turret*, fixado na proa do FPSO.

Nesta etapa, são utilizadas normalmente sete embarcações, das quais quatro atuam nas atividades de reboque e posicionamento do FPSO na locação, para limitar a deriva da unidade para conectar os sistemas pré-lançados ao FPSO; duas na conexão das linhas de ancoragem e uma atua no suporte com ROV.

Quando o FPSO estiver nas proximidades da sua locação, este passará então a ser conduzido por quatro rebocadores. O conjunto se aproximará lentamente da locação final, para que se inicie a conexão das linhas de ancoragem.

Após o posicionamento da unidade, o FPSO envia para o AHTS, um cabo mensageiro e um trecho de amarra provisória. Então o AHTS com a linha de ancoragem já montada, conecta a amarra de topo à amarra provisória. Em seguida o FPSO recolhe a amarra provisória e parte da amarra de topo, utilizando o guincho, até poder fixá-la no *chain stopper*.

Após o *hook-up* de todas as linhas de ancoragem, estas são tracionadas pelos guinchos do FPSO até que seja alcançada a tração de projeto. Em seguida as amarras são travadas e está finalizada a ancoragem do FPSO.

II.2.4.6.1.2 - Ancoragem das Linhas Flexíveis

As linhas flexíveis (produção, injeção, serviço e umbilical) também serão ancoradas com o objetivo de absorver as cargas dinâmicas nos pontos em que os *risers* suspensos tocam o solo marinho, causadas pelos movimentos do FPSO.

O sistema de ancoragem será composto por estacas do tipo torpedo, menores que aquelas utilizadas para a ancoragem do FPSO. O lançamento das estacas torpedos para ancoragem de *risers* é mais simples que as de ancoragem de um FPSO. Para o lançamento será necessária somente uma embarcação com características semelhantes aos navios com ROV empregados no procedimento de ancoragem do FPSO.

A instalação das estacas consiste na descida do torpedo até uma profundidade entre 40 e 60 metros do fundo do solo marinho, quando então é solto por gravidade. Com as marcas pintadas em cores nas amarras é possível verificar através de câmeras do ROV, se a penetração de projeto foi obtida.

Após a instalação, as linhas serão fixadas às estacas por meio de colares

e rabichos de amarra com auxílio do ROV, conforme está ilustrado no esquema da **Figura II.2.4.6.1.2-1**. As linhas que precisarem ser ancoradas serão lançadas já com seu colar de ancoragem.

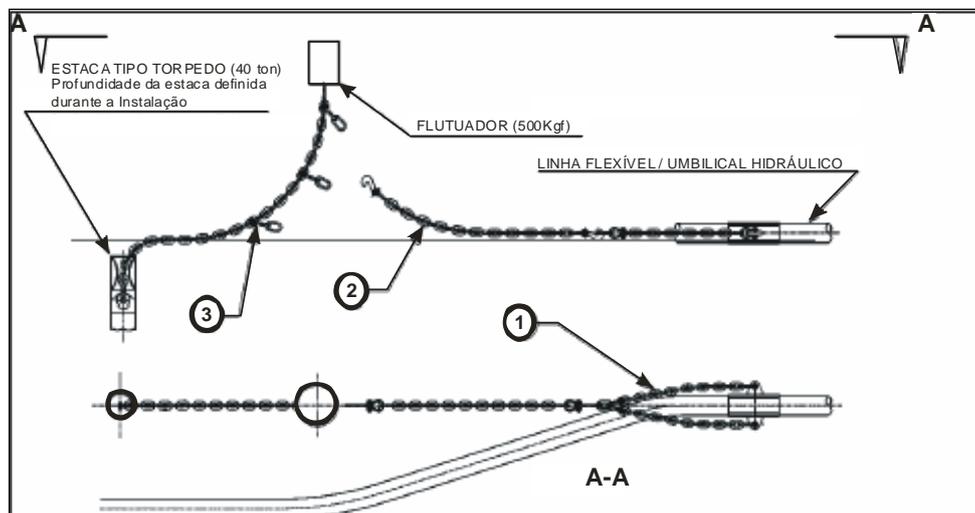


Figura II.2.4.6.1.2-1 - Esquema do sistema de ancoragem das linhas de fluxo dos TLD e SPAs do Bloco de Libra, Bacia de Santos.

II.2.4.6.1.3 - Instalação do Sistema de Coleta (Produção, Serviço e Umbilical)

Neste projeto serão utilizadas ANMs com três Módulos de Conexão Vertical (MCVs), permitindo o lançamento das linhas de maneira independente. Um MCV servirá para a interligação da linha de produção, outro para a interligação da linha de serviço e o terceiro para interligação do umbilical de controle (UEH) das válvulas da ANM. Como a ANM é idêntica para as funções de produção e injeção, o mesmo se aplica para as ANMs dos poços injetores, sendo um MCV dedicado ao umbilical, enquanto os outros dois são destinados às linhas de injeção de gás (neste caso até duas linhas podem ser utilizadas, conforme já mencionado anteriormente).

O sistema MCV possui flanges padronizados e compatíveis para permitir a conexão da linha na ANM. Essa conexão é feita no navio de lançamento de linhas, o qual, através de cabos de aço, desce o MCV até a ANM para a interligação do poço à unidade de produção.

Após a conexão e travamento do MCV na ANM as linhas flexíveis de

produção, injeção, serviço e umbilicais serão lançadas no leito marinho.

II.2.4.7 - Embarcações das Operações de Instalação

A definição e a descrição detalhada das embarcações de instalação e suas infraestruturas ocorrerão após a definição da empresa que irá realizar os serviços.

Caso alguma embarcação venha a trabalhar nessa operação e não esteja inserida nos Projetos Ambientais de Caráter Continuado, será solicitada anuência e apresentados os respectivos descritivos e certificados, e ela será disponibilizada para vistoria técnica do deste órgão ambiental antes de iniciar suas operações.

O **Quadro II.2.4.7-1** apresenta os principais tipos de embarcações que serão utilizadas durante as atividades de instalação.

Quadro II.2.4.7-1 - Embarcações previstas para a instalação de equipamentos dos TLD e SPAs do Bloco de Libra, Bacia de Santos.

Tipo de Embarcação	Exemplos	Nº total de embarcações por empreendimento	Atividade	Nº de embarcações por atividade
AHTS (<i>Anchor Handling Tug Supply</i>)	Maersk Boulder e Far Senior	7	Pré-lançamento (Linhas de Ancoragem)	3
			Ancoragem	7
PLSV (<i>Pipe Lay Support Vessel</i>)	Seven Oceans, Seven Navica, Deep Blue	1	Interligação de linhas flexíveis e umbilicais	1
RSV (<i>ROV – Remote Operated Vehicle – Support Vessel</i>)	-	1	Inspeções	1

A **Figura II.2.4.7-1** apresenta a rota prevista de embarcações, em caráter preliminar, entre a base de apoio marítima e as locações onde serão realizados o TLD e os SPAs.

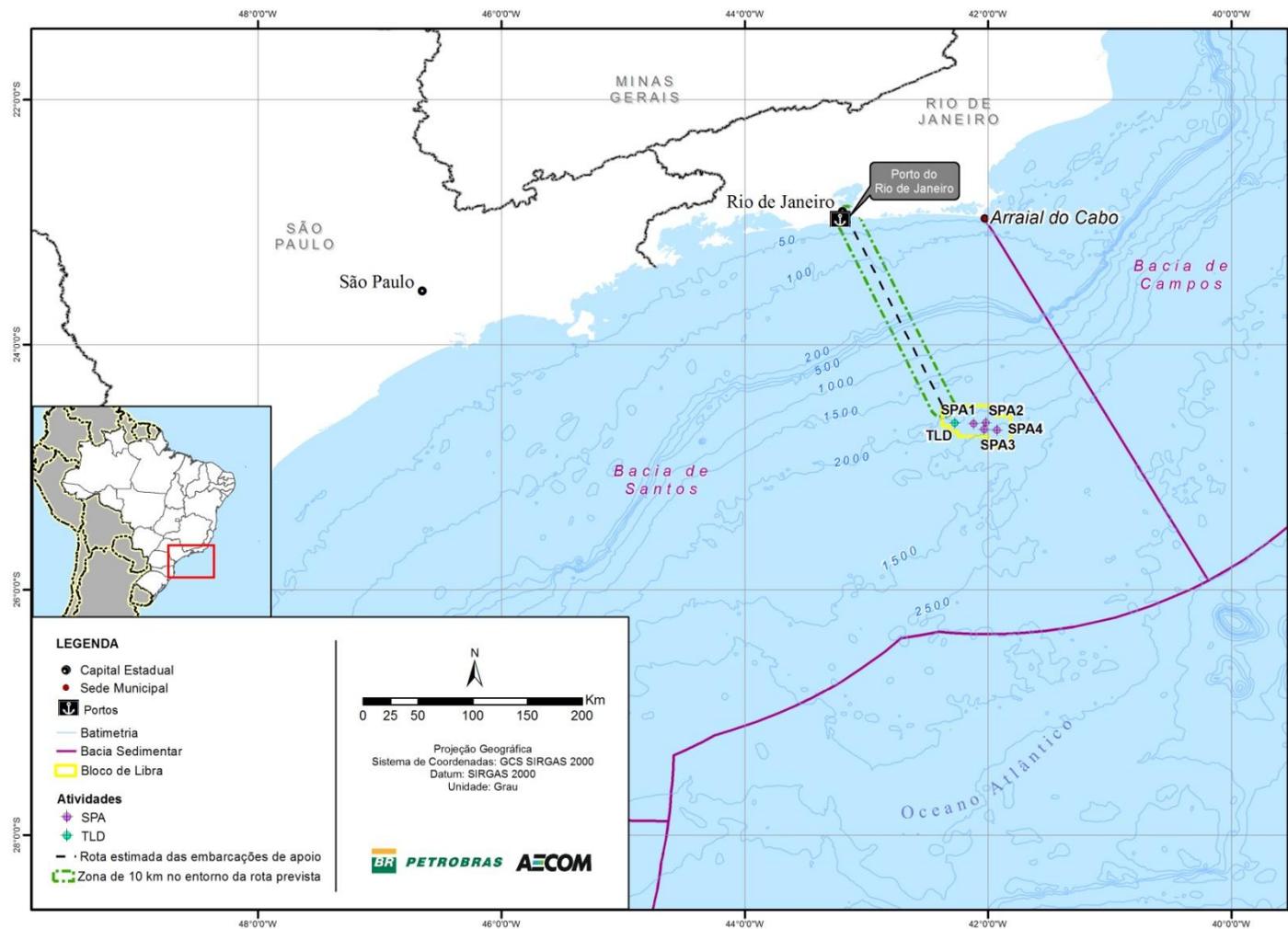


Figura II.2.4.7-1 - Rota prevista de embarcações, entre a base de apoio marítima e as locações onde serão realizados o TLD e os SPAs.

II.2.4.8 - Operações de Intervenção

A realização de intervenções (*workover*) ou o abandono definitivo dos poços não são esperados ao longo da duração dos projetos do TLD e dos SPAs no Bloco de Libra. No entanto, sabe-se que, ainda que não esperado, um *workover* pode ser necessário em algum desses poços, seja motivado por manutenção preventiva ou corretiva.

Os tipos de atividades que são realizadas durante uma intervenção e os equipamentos utilizados são os mesmos que os da completação de um poço, portanto os riscos associados são similares. O que difere uma completação de uma intervenção (ou *workover*) é somente o momento de ocorrência, durante a vida produtiva do poço. A primeira ocorre na sequência da perfuração do poço, enquanto a segunda ocorre após o início da produção.

O termo “intervenção” corresponde a um diversificado conjunto de operações em poços de petróleo que, dependendo dos procedimentos necessários em cada situação, podem ser de maior ou menor complexidade. A complexidade das operações impactará ainda no tempo necessário à realização dos trabalhos e nos riscos de segurança envolvidos.

As operações de intervenção em um poço são requeridas em função de diferentes razões, dentre as quais: queda de produtividade; variações de pressão no anular poço-coluna; entupimentos pela produção de sólidos da formação ou pela precipitação de sais ou parafinas nas colunas e linhas de produção. É importante mencionar que nem sempre a causa de um mau funcionamento de um poço é conhecida antes que as operações de intervenção sejam realizadas. Desta forma, nem sempre é possível estimar o tempo de duração dos trabalhos, assim como a ocasião de sua ocorrência e urgência.

Devido a isto, uma das principais características das operações de intervenção é a imprevisibilidade: não se sabe quando estas irão ocorrer ao longo da “vida” produtiva do poço. Contudo, é certo que, em algum momento, talvez mais de uma vez, será necessário substituir parte do equipamento do interior do poço, ou mesmo o equipamento por completo, ou ainda, realizar uma simples limpeza da coluna de produção.

II.2.4.8.1 - Tipos de Operações de Intervenção

Para efeitos de descrição técnica, neste documento é utilizado o mesmo padrão de classificação de intervenções que é utilizado internamente na PETROBRAS. Neste padrão de classificação, a intervenção é classificada de acordo com seu objetivo.

Uma vez traçado o objetivo da intervenção, diversas etapas se fazem necessárias. Estas etapas são semelhantes às de completação e grande parte delas se repete para objetivos diferentes. As etapas necessárias dependem de cada cenário, tipo de poço, características de reservatório, tipo de unidade utilizada para a intervenção e características mecânicas dos equipamentos. Além disto, é comum que, ao iniciar-se uma intervenção, se encontrem cenários imprevistos que exijam etapas adicionais de execução.

Serão descritas, nos próximos tópicos, as etapas mais comuns que ocorrem em uma intervenção realizada pela PETROBRAS e a classificação de intervenções utilizada.

II.2.4.8.2 - Classificação e Etapas das Diferentes Intervenções

Internacionalmente, as intervenções de *workover* são classificadas em dois grupos principais: aquelas onde não é necessária a utilização de BOP (*blowout preventer*) de perfuração e retirada da árvore de natal, intituladas de *Light Workover*, e aquelas onde a utilização de BOP de perfuração se faz obrigatória, as *Heavy Workover*, com retirada da árvore de natal.

As intervenções de *workover* possuem características muito dinâmicas, visto que se está acessando um poço que já esteve em produção. Portanto, é comum que uma intervenção prevista para ser um *Light Workover* se torne um *Heavy Workover*, devido às situações imprevistas encontradas ao se reentrar no poço.

A árvore de natal é o equipamento que faz interface com o poço e a unidade de produção de petróleo. É composta por diversas válvulas e conexões elétricas, que permitem realizar o monitoramento e atuação sobre o poço na qual a mesma se encontra instalada.

O desdobramento de cada um desses grupos poderá ser visualizado no **Quadro II.2.4.8.2-1**.

Quadro II.2.4.8.2-1 - Grupos e etapas de operações de intervenção.

Tipos de intervenção	Atividades a ser realizadas
<i>Light Workover</i>	Operações com arame e cabo elétrico: <ul style="list-style-type: none"> • Perfilagens; • Instalação/retirada de acessórios de coluna; • Operações de canhoneio; • Registro de pressão e temperatura; • Amostragem de fundo. Operações com flexitubo: <ul style="list-style-type: none"> • Perfilagens; • Instalação/retirada de acessórios de coluna; • Bombeio de solventes e soluções ácidas; • Limpeza de colunas/revestimentos; • Indução de surgência (serviços com N₂ ou diesel). Estimulação
<i>Heavy Workover</i>	Substituição de equipamentos do poço Mudança de zona produtora ou injetora Conversão de poço Alteração do método de elevação Estimulação Contenção de areia Correção de cimentação Abandono

II.2.4.8.2.1 - Operações de intervenção do tipo light workover

As operações de intervenção do tipo *light workover* são aquelas que não necessitam da retirada da árvore de natal e em que equipamentos ou ferramentas são descidos no poço através de um arame, flexitubo ou um cabo eletromecânico. De uma forma geral, estas operações são simples e envolvem medições, colocação ou retirada de acessórios da coluna de produção ou, ainda, bombeio de soluções ácidas, solventes e nitrogênio.

Qualquer que seja a ação necessária, as operações seguirão a sequência:

- Instalação do equipamento de segurança (BOPW – BOP de *workover*, instalado sobre a árvore de natal);

- Descida do equipamento/ferramenta necessário para a operação a ser realizada no poço;
- Execução da operação de intervenção propriamente dita;
- Retirada do equipamento/ferramenta;
- Desinstalação do equipamento de segurança (BOPW);
- Entrega do poço para produção.

II.2.4.8.2.2 - Operações com arame e/ou cabo elétrico

As operações realizadas com arame e/ou com cabo eletromecânico são, em geral, de natureza simples, e visam ao monitoramento da produção, operações de canhoneio ou, ainda, colocação/retirada de acessórios da coluna.

As **Figuras II.2.4.8.2.2-1, II.2.4.8.2.2-2 e II.2.4.8.2.2-3** ilustram alguns equipamentos utilizados em tais operações.

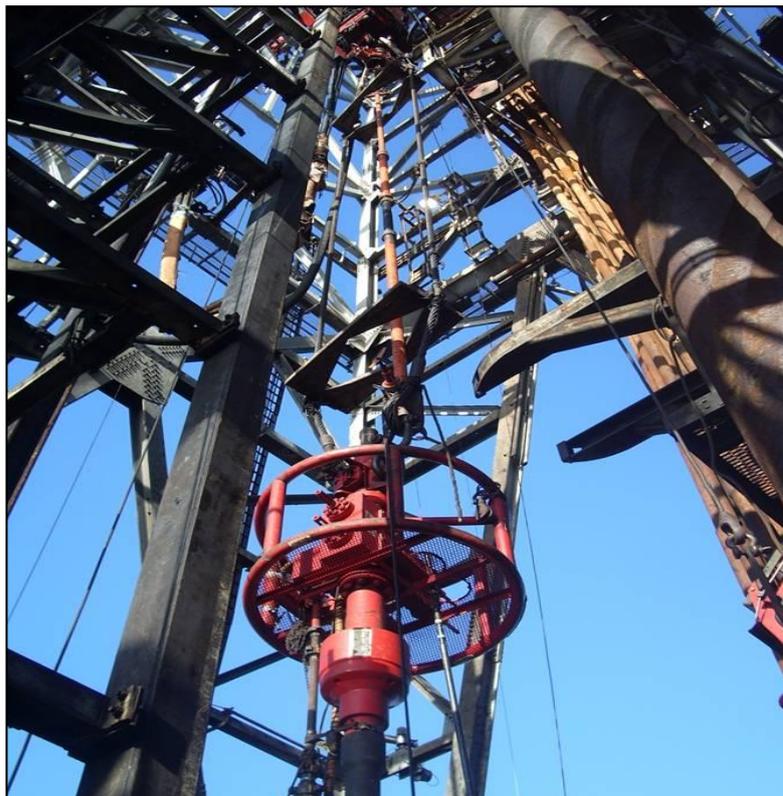


Figura II.2.4.8.2.2-1 – Equipamentos para operações com arame.



Figura II.2.4.8.2.2-2 - Unidade de arame.



Figura II.2.4.8.2.2-3 - Tipos de ferramenta de arame / cabo elétrico.

A seguir, segue a descrição das principais operações realizadas com arame/cabo elétrico:

- a. Perfilagens: de uma forma geral, estas operações são realizadas, para avaliar as possíveis causas de uma queda na produtividade dos poços e/ou avaliar as condições de fluxo. Através de um cabo eletromecânico,

uma ferramenta é descida no poço para medir parâmetros, tais como: vazão de produção e temperaturas de fluxo. Exemplos de ferramentas de perfilagem são apresentados na **Figura II.2.4.8.2.2-4**;



Figura II.2.4.8.2.2-4 - Exemplos de ferramentas de perfilagem.

- b. Instalação / retirada de acessórios da coluna: a coluna de produção é composta por inúmeros elementos, cada um deles prestando-se a uma finalidade operacional específica. Estas operações são realizadas para controlar temporariamente a passagem de fluidos pela coluna, para a substituição de válvulas de *gas-lift* e para a abertura ou fechamento de intervalos de produção.

A **Figura II.2.4.8.2.2-5** apresenta os componentes de coluna que necessitam de utilização de arame;

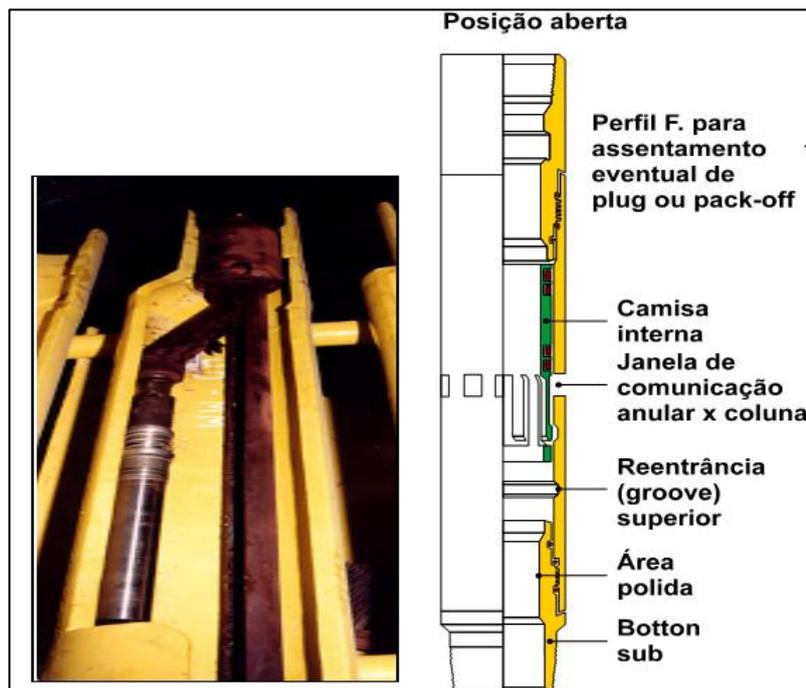


Figura II.2.4.8.2.2-5 - Componentes de coluna que necessitam de utilização de arame: Mandril de gas-lift (esquerda) e Sliding Sleeve (direita).

- c. Operações de canhoneio: estas operações são necessárias quando se decide estabelecer um novo intervalo em produção ou injeção, ampliar a densidade de furos no intervalo em questão e corrigir a cimentação. A operação de canhoneio é realizada com a descida de uma ogiva contendo cargas explosivas, que serão detonadas por impulsos eletromagnéticos, permitindo a comunicação da formação produtora com o interior do poço. Um esquema de canhoneio a cabo é apresentado na **Figura II.2.4.8.2.2-6**;

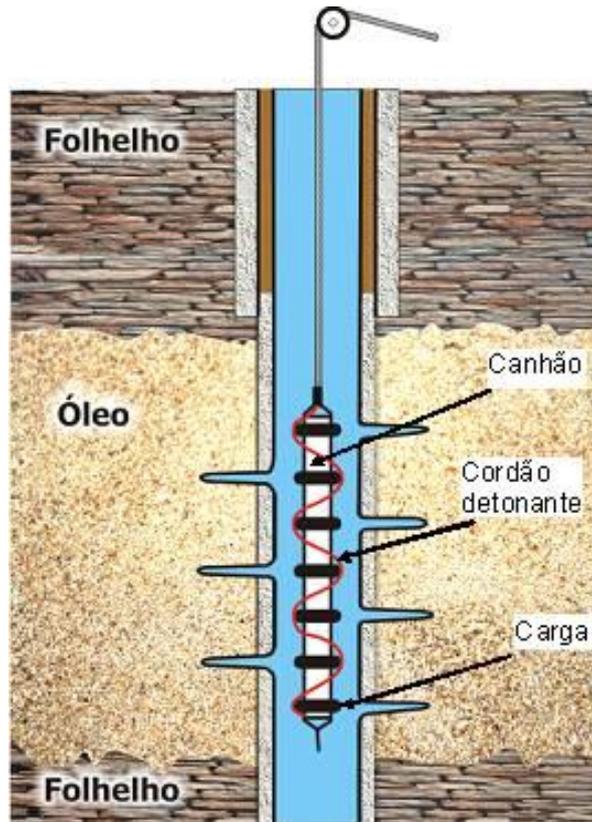


Figura II.2.4.8.2.2-6 - Esquema de canhoneio a cabo.

- d. Registro de pressão e temperatura: estas operações permitem uma análise do comportamento das pressões e temperatura do reservatório. Podem ser realizadas leituras em tempo real pelo registrador, que é descido no poço através de um cabo eletromecânico. Outra opção é descer, no poço, um registrador de pressão e temperatura, que ali permanecerá por algum tempo (dias), registrando os valores de pressão que serão analisados posteriormente;
- e. Amostragem de fundo: estas operações permitem a coleta (amostragem) de fluidos, depósitos orgânicos e inorgânicos e detritos. São realizadas através da descida de ferramentas apropriadas (caçambas, câmaras especiais etc.), conectadas na extremidade de cabo ou arame.

II.2.4.8.2.3 - Operações com flexitubo

O flexitubo é um tubo de aço carbono, flexível, introduzido no poço para bombear fluidos, gases, soluções ácidas e solventes necessários à manutenção do poço. O flexitubo (**Figura II.2.4.8.2.3-1**) também permite a realização de operações de perfilagem e instalação/remoção de acessórios da coluna de produção, tal como nas operações com arame ou cabo.

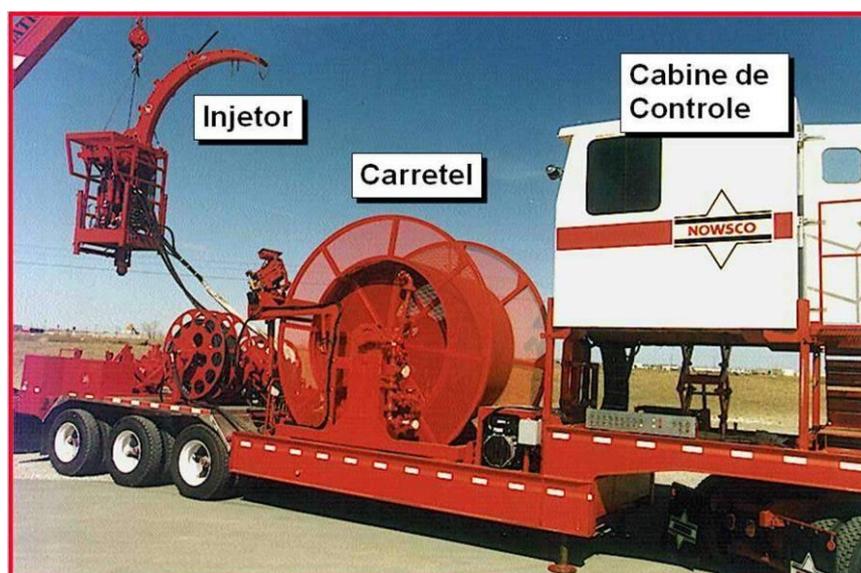


Figura II.2.4.8.2.3-1 - Unidade de flexitubo.

Nas operações de injeção de soluções ácidas e solventes, também chamadas de operações de estimulação, a extremidade do flexitubo é descida e posicionada em frente ao intervalo a ser estimulado.

As principais operações com flexitubo são descritas a seguir:

- a. Perfilagem: similar às operações com arame e/ou cabo;
- b. Instalação / retirada de acessórios da coluna: similar às operações com arame e/ou cabo;
- c. Bombeio de solventes e soluções ácidas para a formação (estimulação): as operações de injeção de solventes e soluções ácidas são necessárias quando a formação produtora/injetora apresenta-se danificada, acarretando queda da produtividade / injetividade do poço;

- d. Limpeza de colunas / revestimentos: nessas operações, a extremidade do flexitubo é posicionada próximo ao ponto que apresenta obstrução, para que seja injetado o fluido adequado à limpeza pretendida (**Figura II.2.4.8.2.3-2**);



Figura II.2.4.8.2.3-2 - Exemplo de composição de flexitubo com ogiva para limpeza.

- e. Indução de surgência (serviços com N₂ ou diesel): a injeção de nitrogênio ou diesel reduz a pressão hidrostática no interior da coluna de produção, permitindo a surgência dos fluidos para fora do poço (**Figura II.2.4.8.2.3-3**).



Figura II.2.4.8.2.3-3 - Unidade de geração de nitrogênio.

II.2.4.8.2.4 - Operações de intervenção do tipo heavy workover

Algumas vezes, a necessidade de intervenção em poços envolve operações mais complexas, requerendo, por exemplo, a necessidade de substituição de partes da coluna, ou mesmo da coluna inteira. Nestas situações, faz-se necessária a retirada da árvore de natal. Em alguns casos, ainda, são detectados problemas na própria árvore de natal, sendo imprescindível substituí-la. Exemplos de árvores de natal são apresentados na **Figura II.2.4.8.2.4-1**.



Figura II.2.4.8.2.4-1 - Exemplos de árvores de natal.

Todas as operações deste grupo de intervenções, quando em poços submarinos, são realizadas por uma unidade marítima de perfuração/completação, visto que a coluna de trabalho, bem como o dispositivo de segurança de poço (BOP), são os mesmos utilizados naquelas operações.

Nestas intervenções, em geral, as atividades são iniciadas com as seguintes ações:

- Amortecimento do poço com fluido adequado;
- Retirada da árvore de natal;
- Instalação do BOP;
- Retirada da coluna de produção.

Após a execução das operações necessárias, proceder-se-ão à:

- Descida da nova coluna de produção;
- Retirada do BOP;
- Instalação da árvore de natal;
- Indução de surgência, exceto nas intervenções em poços injetores.

É importante registrar que, no âmbito do grupo dos *Heavy Workovers*, podem ser realizadas etapas descritas no grupo dos *Light Workovers*.

II.2.4.8.2.5 - Operações de correção de cimentação

As operações de correção de cimentação, como o próprio nome sugere, têm por objetivo corrigir a cimentação primária realizada nos poços. O resultado desta intervenção é o preenchimento das lacunas eventualmente detectadas por ocasião das verificações da qualidade da cimentação (perfilagem), realizadas ao longo da vida do poço. Se existentes, tais lacunas poderão permitir a indesejável intercomunicação de zonas, por exemplo.

A **Figura II.2.4.8.2.5-1** ilustra o esquema da operação.

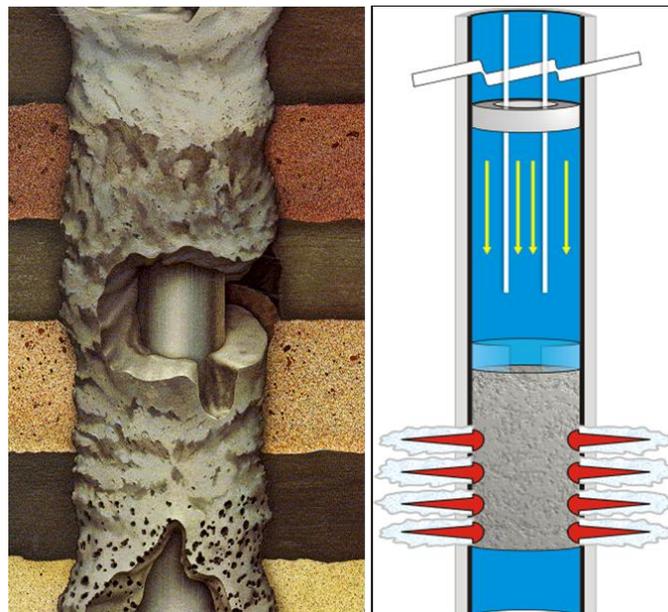


Figura II.2.4.8.2.5-1 - Desenho esquemático da operação de recimentação.

II.2.4.8.2.6 - Operações de recompletação

As cimentações secundárias são as operações de cimentação realizadas visando corrigir falhas na cimentação primária, eliminar a entrada de água de uma zona indesejável, reduzir a razão gás/óleo (RGO) através do isolamento da zona de gás adjacente à zona de óleo, abandonar zonas depletadas ou reparar vazamentos na coluna de revestimento. São classificadas como:

- Recimentação: é a correção da cimentação primária, quando o cimento não alcança a altura desejada no anular. O revestimento é canhoneado em dois pontos e a recimentação só é realizada quando se consegue circulação pelo anular, através destes pontos;
- Compressão de cimento ou *squeeze*: consiste na injeção forçada de cimento sob pressão, visando corrigir localmente a cimentação primária, sanar vazamentos no revestimento, ou impedir a produção de zonas que passaram a produzir água ou fechar canhoneados de zonas que se queira abandonar;
- Tampões de cimento: consistem no bombeamento, para o poço, de determinado volume de pasta, que cobre um trecho do mesmo. São utilizados nos casos de perda de circulação, abandono total ou parcial do poço, como base para desvios etc. Os tampões não são considerados correções. Ainda assim, neste caso, é configurada uma operação de intervenção, envolvendo o uso de pasta de cimento.

II.2.4.8.3 - Objetivos das intervenções

Conforme citado anteriormente, a classificação das intervenções em poços marítimos está relacionada ao objetivo das mesmas. Diversas etapas (citadas nos itens anteriores) podem ser necessárias para atingir os objetivos descritos a seguir.

II.2.4.8.3.1 - Recompletação

Completação é a atividade de preparação dos poços para a produção, por meio da instalação de equipamentos em seu interior (coluna de produção/injeção) e, posteriormente, da árvore de natal. O tipo de completação é função de inúmeros fatores, tais como: tipo de poço (produtor ou injetor), método de elevação aplicado, número de intervalos produtores, geometria do poço (vertical, inclinado ou horizontal) etc.

A recompletação é necessária quando se decide alterar a estratégia de exploração do campo produtor. Este tipo de operação de intervenção pode ser agrupado em:

- Mudança de zona produtora ou injetora: são operações que visam incluir, excluir ou alterar a zona produtora/injetora, visando ao aumento da produção de óleo ou à redução na produção de água, ou ainda, ao aumento da injeção de água. Estão associadas a esta intervenção as seguintes operações: cimentação de intervalos, canhoneio de novos intervalos e reconfiguração da coluna de produção;
- Conversão de poço produtor para injetor: neste tipo de intervenção, a coluna de produção é totalmente substituída por outra e equipada com acessórios necessários à injeção de água. Analogamente à intervenção para mudança de zona produtora, estão associadas às seguintes operações: cimentação de intervalos, canhoneio de novos intervalos e reconfiguração da coluna de produção;
- Conversão de poço injetor para produtor: neste tipo de intervenção, a coluna de injeção é totalmente substituída por outra e equipada com acessórios necessários à produção. Analogamente à intervenção para mudança de zona injetora, estas operações estão associadas à: cimentação de intervalos, canhoneio de novos intervalos e reconfiguração da coluna de injeção.

A recompletação é considerada, geralmente, um *Heavy Workover*, porém existem exceções.

II.2.4.8.3.2 - Estimulação

A estimulação é um conjunto de atividades que objetiva aumentar o índice de produtividade ou injetividade de um poço em um reservatório:

- Injeção de um ácido ou solvente orgânico para aumentar a transmissibilidade da formação;
- Tratamentos mecânicos utilizando gel de fraturamento, como fraturamento da rocha para aumentar a sua permeabilidade localizada.

O método mais usado é o fraturamento hidráulico que pode ser definido como um processo no qual um elevado diferencial de pressão, transmitido pelo fluido de fraturamento, é aplicado contra a rocha reservatório, até a sua ruptura. A fratura, que é iniciada no poço, se propaga através da formação pelo bombeio de certo volume de fluido, acima da pressão de fraturamento.

Para se evitar que a fratura induzida feche ao cessar o diferencial de pressão aplicado, é bombeado um agente de sustentação (normalmente areia selecionada), junto com o fluido de fraturamento. Assim se cria um caminho preferencial de elevada condutividade, o qual facilitará o fluxo de fluidos do reservatório para o interior do poço, ou vice versa.

Além de incrementar o índice de produtividade dos poços, o fraturamento pode contribuir para o aumento da recuperação final das jazidas, no caso de formações bastante fechadas (baixa permeabilidade). Em reservatórios de alta permeabilidade, o fraturamento pode aumentar a vazão dos poços, contribuindo assim para melhorar o fluxo de caixa do investimento, tendo, no entanto, muito pouca influência no fator de recuperação.

II.2.4.8.3.3 - Restauração

As intervenções classificadas como restauração visam restaurar o potencial de produção ou injeção do poço, por meio de interferência na formação, como também prevenir bloqueios ou danos.

Estas intervenções envolvem bombeio de fluidos para a formação e podem

ser realizadas com ou sem a retirada de árvore de natal, sendo executadas normalmente com o uso de embarcação de estimulação. A depender das condições e disponibilidade, a operação pode ser realizada também por meio da unidade marítima de intervenção (perfuração ou produção).

II.2.4.8.3.4 - Limpeza

As intervenções classificadas como limpeza visam recuperar o potencial de produção ou injeção do poço, sem interferir na formação produtora ou na formação na qual é/foi realizada a injeção.

Quebra de hidratos, limpeza de parafinas, amortecimento, retirada de incrustação são exemplos de intervenções de limpeza sem retirada de árvore de natal.

A troca de equipamentos da coluna também pode ser classificada como limpeza, portanto intervenções de limpeza também podem exigir retirada de árvore de natal.

A troca de árvore de natal também é considerada intervenção de limpeza.

II.2.4.8.3.5 - Mudança de método de elevação

Estas intervenções são necessárias para substituição dos equipamentos de subsuperfície, responsáveis pelo incremento de pressão de fundo (válvulas de *gas-lift*, bombas centrífugas submersas etc.), em função de falhas ou adequação às novas características dos fluidos produzidos, dos parâmetros permoporosos e do declínio da pressão do reservatório.

Este tipo de substituição normalmente é do tipo *Heavy Workover*, quando há necessidade de retirada da coluna de produção e, dependendo do tipo de poço, pode ser considerada como um *Light Workover*.

II.2.4.8.3.6 - Abandono / arrasamento

Como o próprio nome diz, estas intervenções são realizadas quando se atinge o fim da vida útil de um poço e se decide abandoná-lo. Nestes casos,

após a retirada da coluna de perfuração, são instalados os tampões de abandono, em conformidade com a Portaria nº 025/2002, da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis).

II.2.4.8.4 - Duração das Operações de Intervenção

Conforme citado anteriormente, as operações de intervenção em poços de petróleo têm, quase sempre, o caráter de uma manutenção corretiva, em função de queda na produtividade do poço. Tal queda da produtividade, por sua vez, é um sintoma operacional que, em geral, não permite se conhecer a verdadeira causa do problema.

Este caráter corretivo faz com que outros problemas possam ser constatados durante as operações, levando à necessidade de um maior tempo de intervenção.

Em função destas incertezas, nem sempre é possível uma estimativa confiável de quanto tempo será necessário para se concluir uma operação de intervenção.

No **Quadro II.2.4.8.4-1**, estão apresentados valores estimados / médios (mais provável) da duração de algumas operações de intervenção, resultantes da experiência adquirida pela PETROBRAS ao longo de seu período de atuação (análise probabilística).

Quadro II.2.4.8.4-1 - Valores estimados/médios da duração de operações de intervenção.

Grupo	Etapa a ser realizada	Duração aproximada das operações (mais provável)
<i>Light Workover</i>	Intervenções sem a necessidade de retirada de coluna (Exemplo: Operações com arame e/ou cabo; operações com flexitubo)	47 dias
	Substituição de ANM	41 dias
<i>Heavy Workover</i>	Recompletação	127 dias
	Substituição de BAP	168 dias
	Abandono	55 dias

II.2.4.8.5 - Fluidos Utilizados nas Operações de Intervenção

Os fluidos utilizados nas operações de intervenção em poços são, essencialmente, constituídos de colchão de produtos químicos, sistemas ácidos e géis. Estes fluidos, entretanto, ainda não fazem parte da regulação estabelecida no Processo Administrativo de Fluidos, hoje abrangendo as operações de perfuração, completação e cimentação de poços. A seguir, são apresentados os conceitos dos fluidos citados:

Colchão de produtos químicos: podem ser produtos químicos puros que são bombeados para o poço a fim de exercer função específica ou soluções - aquosas ou não aquosas- preparadas a partir destes produtos ou de solventes orgânicos;

Sistemas de ácidos: são soluções ácidas, viscosificadas ou não, cujos componentes principais são ácidos inorgânicos ou orgânicos, fortes ou fracos. À parte dos produtos ácidos, os sistemas ácidos contêm aditivos químicos específicos para otimizar a reação química de acidificação entre o ácido e a formação geológica, bem como para garantir a integridade dos equipamentos de poço e de superfície.

Os principais ácidos usados são: ácidos clorídrico, ácido fluorídrico (pequena concentração), ácido acético e o ácido fórmico. Os aditivos químicos frequentemente mais empregados em sistemas ácidos são: inibidores de corrosão, inibidores de emulsão, redutores de tensão superficial, quelantes, agentes viscosificantes, dentre outros.

Gel de fraturamento: são sistemas de fluidos viscosificados, que podem ser ácidos ou não, empregados em operações de fraturamento.

A natureza do fraturamento depende da forma em que a fratura é propagada e mantida. Os fraturamentos ácidos empregam géis de caráter ácido e são utilizados em rochas carbonáticas. Fraturamentos com agentes de sustentação são conduzidos com um gel reticulado de elevada viscosidade e o agente de sustentação propriamente dito. O agente de sustentação tem a função de manter aberta as fraturas criadas artificialmente nas operações de fraturamento hidráulico e constituí-se de areia, bauxita, material cerâmico dentre outros produtos.

Ressalta-se que produtos químicos que compõem fluidos de intervenção foram apresentados ao IBAMA após estabelecimento das novas diretrizes do Processo Administrativo de Fluidos, segundo PAR 000237/2013, bem como havia sido encaminhada a essa Coordenação, por meio da carta E&P-CORP/SMS/MA 0070/2012, documentação referente a sistemas de fluidos de intervenção. Não obstante, demais diretrizes associadas ao uso destes fluidos, monitoramento e descarte dos fluidos e/ou dos resíduos das operações de intervenção ainda não são contemplados no Processo Administrativo.

II.2.4.8.6 - Instalações Empregadas nas Operações de Intervenção

Para a execução das operações de intervenção, normalmente são empregadas unidades marítimas de perfuração / completação / *workover* (navios-sonda, sondas semissubmersíveis, auto-elevatórias, dentre outras), previamente aprovadas pelo órgão ambiental em processos específicos e cadastradas no CADUMP (Cadastro de Unidades Marítimas de Perfuração, conforme Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA N° 04/2012).

Pode-se, inclusive, utilizar nas operações de intervenção:

- a. Plataformas de produção licenciadas que abrigam uma ANS (árvore de natal seca);
- b. Equipamentos de sondagem (sondas moduladas SM, sondas de produção mecânicas SPM e hidráulicas SPH) - anuídos para operações de intervenção específicas e, atualmente, em discussão/tratativas junto à CGPEG;
- c. Embarcações de estimulação (em processo de aprovação no Processo Administrativo dos Projetos Ambientais Continuados - n° IBAMA 02022.001637/11);
- d. Embarcação SESV – *Subsea Equipment Support Vessel* (já aprovadas no Processo Administrativo dos Projetos Ambientais Continuados - n° IBAMA 02022.001637/11).

II.2.4.8.7 - Segurança nas Operações de Intervenção

O projeto e a execução de cada intervenção seguem a Norma PETROBRAS N-2757 “Recomendações e Práticas de Segurança para Projetos de Completação e Intervenções em Poços Marítimos”, levando em consideração os requisitos de segurança e meio ambiente no cenário em que cada poço se encontra.

Portanto, apesar da imprevisibilidade da sequência operacional adotada ao se realizar uma intervenção em poço, a segurança será garantida por meio do emprego de procedimentos descritos na norma interna.

Esta norma contém as recomendações que garantem a segurança operacional durante o trabalho, sendo revisada periodicamente, de acordo com as normas nacionais e internacionais da indústria e dos órgãos reguladores.

II.2.4.9 - Procedimentos para a Realização dos Testes de Estanqueidade das Linhas de Escoamento

Os testes de vedação das conexões intermediárias flangeadas montadas no navio de lançamento serão feitos imediatamente após a sua montagem e conexão, ainda a bordo da embarcação PLSV.

II.2.4.9.1 - Linhas Flexíveis

II.2.4.9.1.1 - Testes Pneumáticos

Realizados preferencialmente com nitrogênio, em todas as conexões intermediárias das linhas de fluxo, os testes pneumáticos possuem um sistema de segurança por meio do qual, no caso de um vazamento de nitrogênio, a conexão é refeita, com troca dos anéis de vedação, e um novo teste pneumático é realizado.

II.2.4.9.1.2 - Teste Final das Linhas

Para assegurar a estanqueidade e integridade das linhas e de suas conexões flangeadas, bem como das conexões destas linhas com os equipamentos submarinos, as linhas serão submetidas a um teste final, desta vez com o uso de água do mar como fluido (teste hidrostático), a serem realizados a partir da própria unidade de produção contra as respectivas ANMs.

No caso de um vazamento, a detecção do local será feita, prioritariamente, sem utilização de um corante traçador, conforme as seguintes etapas:

- Verificação da queda da pressão no Registrador instalado no FPSO;
- Busca de sinais de vazamento (borbulhamento e jatos de água), principalmente nas conexões, através do percurso do ROV pelo duto, mantendo-se a linha pressurizada;
- Na hipótese de localização do vazamento: recolhimento da linha (*pull-out*) pelo PLSV e reparação da conexão ou ponto da linha que apresentou o vazamento;
- Na hipótese de constatação de queda de pressão e não localização do vazamento: recolhimento do duto (*pull-out*) para inspeção, manutenção e posterior lançamento;
- Realização de um novo teste de estanqueidade.

Caso seja necessária, será utilizada fluoresceína a 20% (Fluorene) a 40 ppm para identificar o local do vazamento. Caso haja alguma alteração deste produto, novos testes de toxicidade serão apresentados à CGPEG/IBAMA.

II.2.4.9.1.3 - Teste Hidrostático

O teste hidrostático é realizado em quatro etapas (Pressurização, Estabilização, Manutenção de Pressão e Despressurização), onde o controle de pressão é feito continuamente na plataforma, por meio de equipamentos denominados Cartas Registradoras de Pressão.

O teste hidrostático somente é iniciado após a estabilização da pressão e segue o procedimento descrito a seguir:

Etapa 1 – Pressurização - a linha será pressurizada de acordo com as seguintes condições:

- A taxa de pressurização para o teste hidrostático não poderá ultrapassar 18 MPa/h (2.610 psi/h);
- A pressão de teste hidrostático (PTH) deverá ser igual a 1,10 x PMP (Pressão Máxima de Projeto).

Etapa 2 – Estabilização - o tempo de estabilização da pressão para teste hidrostático é de aproximadamente uma hora.

Etapa 3 - Manutenção da pressão - o tempo de manutenção da pressão para teste hidrostático é de, no mínimo, quatro horas.

Etapa 4 – Despressurização - a taxa de despressurização terá um limite de, no máximo, 108 MPa/h (15.664 psi/h).

II.2.4.9.1.4 - Comissionamento

Após a conclusão satisfatória dos testes, e confirmada a estanqueidade das linhas, é necessário realizar a secagem e inertização dos dutos, feito através da passagem de um “colchão” de um inibidor de hidrato empurrado por diesel ou nitrogênio.

II.2.4.10 - Caracterização dos Efluentes Decorrentes da Operação das Unidades de Produção

De acordo com o que foi apresentado no **subitem II.2.4.3 - Sistemas de Segurança e de Proteção Ambiental**, a água de produção não é esperada em grande quantidade nas atividades do TLD e dos SPAs. O FPSO será equipado

para o tratamento desse eventual efluente, de forma a garantir o descarte dentro dos padrões estabelecidos pela Resolução CONAMA nº 393/2007. Não haverá o descarte direto dos aditivos químicos utilizados no processo de produção, e sim do efluente água produzida. A análise ecotoxicológica deste efluente contemplará, portanto, o eventual efeito sinérgico entre os diversos produtos.

As formas e critérios de tratamento e descarte dos efluentes estão descritas no **subitem II.2.4.3 - Sistemas de Segurança e de Proteção Ambiental**, no trecho referente aos efluentes gerados durante a operação do FPSO.

II.2.4.10.1 - Água Produzida

Está prevista a geração de água produzida durante o TLD e os SPAs de acordo com os **Quadros II.2.4.4-1 e II.2.4.4-2**, apresentados anteriormente.

Os testes de toxicidade agudo e crônico com os organismos *Mysidopsis juniae* e *Lytechinus variegatus*, bem como a caracterização físico-química da água produzida, serão realizados assim que houver o início da geração de água de produção. Após a realização dos testes, os resultados serão encaminhados à CGPEG/IBAMA.

II.2.4.10.2 - Óleo Produzido

A caracterização físico-química do óleo produzido no TLD e nos SPAs encontra-se no **Quadro II.2.4.10.2-1**. A caracterização apresentada refere-se ao fluido do poço descobridor de Libra.

Quadro II.2.4.10.2-1 - Parâmetros do óleo do Bloco de Libra, Bacia de Santos.

Parâmetros	
API	27°
RGO (Razão Gás/Óleo) na condição de separação	415 sm ³ /m ³
Temperatura do Ponto de Fluidez	15°C
Viscosidade do óleo morto	38,6 cP @ 30°C

A análise do fluido do poço 2-ANP-2A-RJS foi realizada em amostra PVT monofásica coletada durante teste de formação a poço revestido (TFR) feito no intervalo 5548 a 5560 m, na temperatura de 90 °C. A composição do fluido tem aproximadamente 44% de CO₂ na fase gás ou 37% no fluido do reservatório.

Considerando condições típicas de separação, a RGO é de 415 sm³/m³ e o fator volume de formação aproximadamente 2 sm³/m³. O teor de H₂S no gás da liberação flash é menor que 5 ppmv (valor pontual para o poço descobridor de Libra). O grau API é de 27 graus. O ponto de fluidez do óleo de Libra é de 15°C.

Em amostragem a poço aberto em diferentes profundidades num intervalo entre 5450 e 5700 m, não foi observada gradação do fluido, tanto para o grau API e RGO, quanto para os teores de CO₂ e H₂S.

O teste ecotoxicológico específico dos poços que farão parte do TLD e dos SPAs será apresentado à CGPEG/IBAMA, após o início da produção de cada atividade.

II.2.4.11 - Caracterização Química, Físico-Química e Toxicológica das Substâncias Passíveis de Descarga

As informações sobre a caracterização dos aditivos químicos, da água e do óleo produzidos são apresentadas nos **subitens II.2.4.2.4.3 - Sistema de Injeção de Produtos Químicos, II.2.4.10.1 - Água Produzida e II.2.4.10.2 - Óleo Produzido**, respectivamente.

Como descrito no **subitem II.2.4.3.8.4 - Efluente de Plantas de Dessulfatação**, uma vez que o FPSO Pioneiro de Libra não possui facilidades de injeção de água, não tem planta de dessulfatação.

II.2.4.12 - Caracterização do Aumento na Geração de Resíduos Sólidos e de Rejeitos

Toda a gestão de resíduos seguirá os procedimentos estabelecidos no Manual de Gerenciamento de Resíduos da Petrobras (MGR). No caso do TLD e SPAs do Bloco de Libra, conforme o contrato, a afretada será a responsável pela destinação final dos resíduos, cabendo à Petrobras o fornecimento de embarcação para o transporte marítimo do FPSO até a base portuária, Docas – Rio de Janeiro (RJ). A partir daí a afretada será a responsável pelo transporte terrestre. Os resíduos serão transportados em caçambas, contêineres, tambores ou big bags devidamente identificados. A definição dos municípios que receberão os resíduos para disposição final vai depender dos contratos da afretada com empresas destinadoras que estiverem vigentes à época. Entretanto, de acordo com a Política Nacional de Resíduos Sólidos (PNRS) o gerador dos resíduos é co-responsável junto com os demais atores no processo (transportador, destinação final) e, desta forma, irá acompanhar o cumprimento do MGR-Petrobras e futuramente informará à CGPEG/IBAMA a lista de municípios e logística que será utilizada pela afretada, no âmbito do processo de licenciamento ambiental.

O **Quadro II.2.4.12-1** apresenta informações sobre os principais resíduos gerados em um FPSO, o local de geração e o tratamento/disposição previsto.

Quadro II.2.4.12-1 - Resíduos gerados no FPSO, seus locais típicos de geração a bordo e formas de tratamento/disposição.

Resíduo/rejeitos	Local de geração a bordo	Tratamento/disposição
Restos Alimentares	Refeitório	Trituração e descarte no mar, de acordo com legislações vigentes
Resíduos Oleosos	Lavagem de convés, tanques, bombas e produção	Armazenados em tambores e destinados a indústrias de rerrefino de óleo, aterros industriais ou de tratamento de efluentes industriais, quando necessário
Resíduos Contaminados	Produção, manutenção, limpeza de linhas	Armazenados em tambores e enviados para coprocessamento ou aterros industriais
Produtos Químicos	Produção, manutenção, reparos, pinturas	Armazenados em tambores e enviados para coprocessamento ou aterros industriais
Lodo Residual do Esgoto Tratado	Estação de tratamento de efluentes sanitários	Armazenados em tambores e enviados para estações de tratamento ou aterros industriais
Resíduos Recicláveis	Atividades administrativas, manutenção	Armazenados em big bags ou tambores e destinados a empresas de reciclagem
Resíduos Ambulatoriais	Enfermaria	Armazenados em tambores lacrados e destinados para incineração em terra ou descontaminação e disposição em aterros sanitários
Resíduos não passíveis de Reciclagem	Limpeza em geral, manutenção, atividades administrativas	Armazenados em tambores e destinados a coprocessamento, aterros sanitários ou industriais
Demais Resíduos Perigosos (lâmpadas, baterias, pilhas)	Manutenção de equipamentos e da área operacional	Armazenados em tambores e destinados para descontaminação, acondicionamento, aterros industriais

Os resíduos orgânicos alimentares serão os únicos resíduos que não serão destinados para tratamento em terra. Estes resíduos serão triturados em partículas com tamanho inferior a 25 mm, segundo as especificações determinadas na Convenção MARPOL, sendo posteriormente descartados ao mar. Todos os resíduos descartados no mar serão registrados no livro de resíduos da embarcação conforme estabelecido pela MARPOL.

Baseada nos dados dos relatórios pretéritos de implementação do Projeto de Controle da Poluição da PETROBRAS na Bacia de Santos, 2013-2014, ajustando o POB e capacidades produtivas, a estimativa de geração total de resíduos durante as atividades do TLD e dos SPAs no Bloco de Libra, Bacia de Santos, é de 5.293,69 ton (**Quadro II.2.4.12-2**). Os períodos adotados foram 03 meses para cada instalação, 03 meses para cada desativação e 12 meses de operação para cada TLD/SPA.

Quadro II.2.4.12-2 - Estimativa de geração total de resíduos durante as atividades dos TLD e SPAs no Bloco de Libra, Bacia de Santos.

Classe dos resíduos	Fase do empreendimento	Tipo de embarcação (ton)		Total Geral (ton)
		Apoio	FPSO	
Classe I	Instalação	1.220,98	145,95	1.366,93
	Operação	1.058,32	703,50	1.761,82
	Desativação	1.220,98	115,50	1.336,48
Classe IIA	Instalação	95,60	16,68	112,28
	Operação	82,87	80,40	163,27
	Desativação	95,60	13,20	108,80
Classe IIB	Instalação	45,17	45,87	95,04
	Operação	42,62	221,10	263,72
	Desativação	45,17	36,30	85,47
Totais		3.915,19	1.378,50	5.293,69

Para algumas das estimativas de geração foram utilizados dados do inventário do ano-base 2014, emitido em atendimento à Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/2011. Estes dados foram utilizados como referência por se tratar de um ano representativo.

Foi adotada para comparação do futuro impacto na geração de resíduos somente a Região 03, uma vez que só nesta área haverá atividades deste empreendimento no Bloco de Libra. A comparação com a Região 02 não é considerada aplicável, visto que lá há somente 02 empreendimentos (Merluza e FPSO Cidade de Itajaí) atualmente.

A estimativa do total de resíduos a ser gerado pelo FPSO durante todo o projeto é de 1.378,50 ton, considerando o período de 05 anos de produção, 15 meses de instalação e outros 15 meses de desativação, portanto, 7,5 anos. Desta forma, a estimativa de resíduos a serem gerados é de 183,90 ton/ano.

Em relação aos resíduos gerados pelas embarcações de apoio durante as etapas de desativação, operação e instalação é estimado um total de 3.915,30 toneladas para os cinco empreendimentos, em 7,5 anos. Portanto, a estimativa de geração de resíduos é de 522,04 ton/ano.

O **Quadro II.2.4.12-3** apresenta a expectativa de acréscimo de geração de resíduos nas atividades da PETROBRAS na Região 03 da Bacia de Santos, baseada em dados do Relatório de Projeto de Controle da Poluição (PCP) da

Unidade de Operações de Exploração e Produção da Bacia de Santos (UO-BS) com ano-base 2014.

Quadro II.2.4.12-3 - Estimativa de incremento anual de geração de resíduos durante as atividades dos TLD e SPAs no Bloco de Libra, Bacia de Santos.

Unidades	Fases	Resíduos Gerados em 2014 (ton)	Estimativa de Resíduos a Serem Gerados no Bloco de Libra (ton)	Estimativa de Incremento
Embarcações de apoio	Instalação, Operação e Desativação	5.091,14	522,04	10,25%
FPSO	Instalação, Operação e Desativação	1.897,84	183,80	9,68%

II.2.4.13 - Gases de Efeito Estufa e Emissões Atmosféricas

II.2.4.13.1 - Gases no Reservatório

De acordo com o teste de formação em poço revestido no 2-ANP-2A-RJS, as porcentagens em massa dos gases presentes na corrente de fluido a ser tratada pela unidade de produção são apresentadas no **Quadro II.2.4.13.1-1**.

Quadro II.2.4.13.1-1 - Porcentagens mássica dos componentes do fluido a ser tratado pelo FPSO durante o TLD e os SPAs do Bloco de Libra, Bacia de Santos.

Componente	% Mássica
Fase Gasosa	
CO ₂	23,72
N ₂	0,09
C ₁	8,37
Fase Volátil + Líquida	
C ₂	2,1
C ₃	2,16
IC ₄	0,5
NC ₄	1,14
IC ₅	0,44
NC ₅	0,71
C ₆	1,09
C ₇	1,17
C ₈	2,04
C ₉	2,05
C ₁₀	1,9
C ₁₁	1,8
C ₁₂	1,79
C ₁₃	1,91
C ₁₄	1,71
C ₁₅	1,74
C ₁₆	1,43
C ₁₇	1,24
C ₁₈	1,43
C ₁₉	1,39
C ₂₀₊	38,1

II.2.4.13.2 - Caracterização das Emissões Decorrentes da Operação da Unidade de Produção

As principais fontes de emissões atmosféricas oriundas das atividades do TLD e dos SPAs serão basicamente os processos de combustão para geração de energia (térmica e elétrica) e queima de gás em tocha, conforme cenários específicos descritos abaixo para cada atividade.

As principais substâncias emitidas nestas atividades são os óxidos de nitrogênio (NO_x) e de enxofre (SO_x), monóxido de carbono (CO), material

particulado (MP), hidrocarbonetos totais (HCT) e os seguintes gases de efeito estufa (GEE): dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O).

Essas emissões podem ser estimadas baseadas em protocolos amplamente utilizados pela indústria como, por exemplo, o Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industry (API, 2009) e a Compilation of Air Pollutant Emission Factors - AP-42 (EPA, 1995).

Os gases de efeito estufa (GEE) são expressos em toneladas de CO₂ equivalente (ton CO₂eq) e suas estimativas foram realizadas a partir de protocolos baseados em cálculos estequiométricos e fatores de emissão amplamente empregados pela indústria, além de considerar premissas conservadoras, devido aos fatores de emissão e dados de consumo nominal utilizados nas projeções.

Devido às incertezas intrínsecas ao atual grau de maturidade do projeto em questão e, considerando que esta caracterização é preliminar visando subsidiar a análise da viabilidade ambiental, vale ressaltar que tais estimativas serão reavaliadas e submetidas ao longo deste processo de licenciamento – quando do requerimento das licenças de operação – considerando as informações mais atualizadas (sobre FPSO, cronograma de atividades, condições operacionais, características do reservatório e curvas de produção).

As atividades de FPSO são relativamente complexas sob o ponto de vista de padrão de emissões atmosféricas, sendo que os processos de combustão para geração de energia térmica e elétrica e a queima de gás em tocha adquirem padrões de emissões distintos ao longo das fases de produção conforme descrito a seguir.

Durante a fase de instalação, período em que o FPSO está sendo ancorado na locação e preparado para a interligação dos poços, o sistema de geração de energia (turbogeradores e caldeiras) opera com consumo de diesel, até um período após o início da produção de óleo que permita o comissionamento dos sistemas necessários para a disponibilização de gás combustível.

À medida que o comissionamento da planta de produção é efetuado, a produção de óleo aumenta e o gás (associado) pode ser disponibilizado para a geração de energia. Nesta fase, quando já se dá o início da produção de óleo e

gás, ainda que não estabilizada, os sistemas de compressão e reinjeção, de gás no reservatório, ainda estão sendo comissionados de modo que a utilização do gás produzido aumenta gradativamente ao longo deste período, até atingir um índice de 95% (em relação ao produzido) ao final de oito meses.

A partir do nono mês do “primeiro óleo”, o padrão de emissão da atividade atinge a fase de operação estabilizada, quando a utilização do gás associado é máxima (índice de 97%), salvo durante os períodos de eventual instabilidade operacional, por tempo de justificada necessidade operacional para a correção de falha em algum sistema, com um mínimo de queima de gás em tocha, e a geração de energia é, sobretudo, a partir de consumo de gás natural.

Ao longo da fase de operação, as emissões de GEE de uma atividade são estimadas na ordem de centenas de milhares de toneladas de CO₂ equivalente por ano, dependendo das especificidades técnicas e operacionais do FPSO em questão, curvas de produção e composição do gás do reservatório associado, conforme o **Quadro II.2.4.13.2-1**, para o TLD, e o **Quadro II.2.4.13.2-2**, para os SPAs.

Quadro II.2.4.13.2-1 - Estimativa de emissão de gases de efeito estufa durante o TLD do Bloco de Libra, Bacia de Santos.

TLD Libra FPSO Pioneiro de Libra	I	II	III	IV	V
	Instalação	Comissionamento	Operação	Desativação	Emergência
	3 meses	8 meses	4 meses	3 meses	Horas
Geração de Energia Térmica e Elétrica (ton CO ₂ eq)	1.465,31	266.280,83	140.470,79	1.465,31	678,38 Kg/h
Queima de Gás em Tocha (ton CO ₂ eq)	N.A	500.795,74	37.855,21	N.A	N.A
Emissão Total*	948.333,19 toneladas de CO ₂ eq				678,38 kg/h**

* Quantidade de CO₂ eq. emitido pelo somatório das emissões decorrentes da geração de energia elétrica e da queima de gás.

** Valor de emissão de CO₂ eq. decorrente da geração de energia em caso de emergência, em kg por hora de utilização do equipamento.

N.A. - Não Aplicável.

Quadro II.2.4.13.2-2 - Estimativa de emissão de gases de efeito estufa para cada SPA do Bloco de Libra, Bacia de Santos.

SPA 1, 2, 3 e 4 de Libra FPSO Pioneiro de Libra	I	II	III	IV	V
	Instalação	Comissionamento	Operação	Desativação	Emergência
	3 meses	1 mês	11 meses	3 meses	Horas
Geração de Energia Térmica e Elétrica (ton CO ₂ eq)	1.465,31	47.570,89	437.164,50	1.465,31	678,38 Kg/h
Queima de Gás em Tocha (ton CO ₂ eq)	N.A	47.318,76	114.748,76	N.A	N.A.
Emissão Total*	649.733,53 toneladas CO ₂ eq				678,38 kg/h**

N.A. - Não Aplicável.

* Quantidade de CO₂ eq. emitido pelo somatório das emissões decorrentes da geração de energia elétrica e da queima de gás.

** Valor de emissão de CO₂ eq. decorrente da geração de energia em caso de emergência, em kg por hora de utilização do equipamento.

Como o FPSO estará conectado a um poço produtor e um poço injetor, a fase de desativação é concluída rapidamente com o fechamento do(s) poço(s), sem alteração significativa nas emissões de GEE.

II.2.4.14 - Operações de Apoio Naval

Para a instalação e operação do FPSO Pioneiro de Libra (TLD/SPAs) serão necessárias embarcações de apoio às atividades, que serão responsáveis por abastecer o FPSO com os suprimentos necessários a seu funcionamento, tais como, alimentação, combustível, equipamentos, produtos químicos, dentre outros. Essas embarcações também realizarão serviço de transferência de cargas diversas e transporte dos resíduos gerados no FPSO para a base de apoio marítimo.

O **Quadro II.2.4.14-1** apresenta estimativa do número de embarcações e o número de viagens envolvidas nas atividades de instalação (pré-lançamento, ancoragem da UEP e interligação), operação e desativação.

Quadro II.2.4.14-1 - Estimativa de embarcações e número de viagens envolvidas nas atividades de instalação, operação e desativação de cada TLD/SPA, no Bloco de Libra, Bacia de Santos.

Tipo de Embarcação	Nº total de embarcações por empreendimento	Atividade	Nº de embarcações por atividade	Periodicidade média de viagens*	Nº total de viagens por empreendimento**	Tempo de utilização das embarcações (meses)*	Duração da atividade (meses)*
AHTS	7	Pré-lançamento (Linhas de Ancoragem)	3	1 viagem por embarcação	6	3	3
		Ancoragem	7	1 viagem por embarcação	14	3	3
		Retirada da UEP	7	1 viagem por embarcação	14	3	3
PLSV	1	Interligação	1	4 viagens por poço	16	3	3
		Recolhimento de Linhas	1	4 viagens por poço	16	3	3
RSV	1	Inspeções	1	1 viagem por inspeção***	8	12	12
Aliviador	1	Offloading	1	1 viagem por semana	124****	12	12
PSV de Carga Geral	2	Suprimento do FPSO	2	2 viagens por semana por embarcação	749****	18	18
PSV Oleeiro	1	Diesel	1	2 por mês	86****	18	18

* Valores para cada empreendimento (TLD/SPA).

** Considera cada trecho, ou seja, soma de idas e voltas.

*** As inspeções ocorrem quando necessário, sendo difícil a previsão com antecedência. Foi considerada 1 viagem a cada trimestre, totalizando 8 trechos em 12 meses. Quando ocorre a expedição para inspeção, esta pode durar no máximo 15 dias. A embarcação estará à disposição durante todo período de operação do TLD e dos SPAS.

**** Valor acrescido em 20% devido a eventuais contingências.

As embarcações de apoio atracarão na base de apoio marítimo para desembarque de materiais de *backload* e embarque dos materiais de *load* destinados às unidades. Após carregamento na base de apoio, as embarcações seguem para o *cluster* de atendimento do cronograma, fazendo visitas às unidades para entrega dos materiais de *load* e coleta dos materiais de *backload*. Ao término dessa operação, o barco retorna à base de apoio, onde o ciclo se reinicia. Na região portuária, além das operações de embarque e desembarque, as embarcações podem também ser abastecidas de água e óleo combustível.

A identificação das embarcações de apoio da Petrobras que trafegam e/ou realizam operação de apoio às atividades da empresa na Bacia de Santos, o número total de embarcações por tipo de atividade realizada e as áreas de maiores densidades de navegação, informação que permite identificar as rotas de navegação mais utilizadas, serão apresentadas nos relatórios do Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações da Bacia de Santos (PMTE). O projeto foi elaborado em atendimento à condicionante específica nº 2.10 da Licença Prévia 0491/14, no âmbito do Processo Ibama/MMA nº 02022.002041/2011, e tem por objetivo compreender a dinâmica de navegação das embarcações de apoio e navios aliviadores na Bacia de Santos, bem como das embarcações que atendem às necessidades logísticas e operacionais relativas às atividades da Petrobras na bacia.

Em relação às embarcações de apoio utilizadas durante a operação dos empreendimentos no Bloco de Libra, vale esclarecer que, como forma de otimização da utilização destas embarcações, estas atendem a Bacia de Santos como um todo, sem que haja distinção entre as atividades de perfuração e produção. A estimativa de incorporação de novas embarcações, assim como do número médio de viagens por ano, para o atendimento aos diversos empreendimentos na Bacia de Santos é apresentada no Quadro II.2.4.13-2. O PMTE (Projeto de Monitoramento de Tráfego de Embarcações) está em desenvolvimento e dados mais atualizados serão disponibilizados em seus relatórios

Quadro II.2.4.14-2 - Estimativa anual até 2018 do número de embarcações de apoio e de viagens entre a base de apoio e as locações das atividades de perfuração e produção na Bacia de Santos.

Ano	Número de embarcações	Número de viagens por ano
2015	29	166
2016	34	758
2017	37	1157
2018	37	1140

Conforme resultados preliminares obtidos para o projeto referentes aos dados do ano de 2013, as principais bases de apoio marítimo mais utilizadas para suporte às atividades de perfuração, instalação e operação na Bacia de Santos são as bases de Itajaí (SC), do Rio de Janeiro e Niterói (RJ). Entretanto, para o TLD e SPAs do Bloco de Libra a base de apoio estará concentrada no porto do Rio de Janeiro - Docas, tanto para atividades de instalação, como de operação e desativação. Não está previsto o uso da base localizada em Niterói - Banit, uma vez que a mesma não possui calado suficiente para as embarcações padrões de atendimento ao pré-sal. Somente em situações pontuais, para carregamento de linhas, será utilizada a base de Vitória (ES) - Basvit, com estimativa de utilização máxima de 30 dias por ano. A base de Macaé (RJ) será utilizada em situações de contingência. Desta forma, os municípios de Macaé e Vitória não foram considerados como bases permanentes, justificando sua não inclusão na **Área de Estudo (seção II.4)**.

II.2.4.15 - Sistema de escoamento da Produção de Óleo por Navios Aliviadores

O sistema de escoamento da produção de óleo do FPSO para os navios aliviadores será feita por mangotes flutuantes a uma vazão entre 3.000 a 7.000 m³/h. O detalhamento deste sistema está apresentado no texto que descreve o Sistema de Transferência de Óleo (*Offloading*) no **subitem II.2.4.2 - Descrição Geral da Unidade de Produção**.

O descarregamento do FPSO Pioneiro de Libra para o navio aliviador deverá ocorrer uma vez por semana com duração aproximada de 10 a 20 h, podendo, eventualmente, em função de condições meteorológicas ou logísticas, haver pequenos atrasos ou antecipações.

O **Quadro II.2.4.15-1** apresenta informações sobre as operações de alívio realizadas no âmbito dos empreendimentos relacionados às atividades de produção e escoamento de petróleo pela PETROBRAS na região do Pré-Sal na Bacia de Santos, no período de janeiro de 2014 a fevereiro de 2015.

Quadro II.2.4.15-1 - Operações de alívio realizadas no âmbito dos empreendimentos relacionados às atividades de produção e escoamento de petróleo pela PETROBRAS na região do Pré-Sal na Bacia de Santos.

FPSO CIDADE DE ILHABELA - SAPINHOÁ NORTE			
Destino	Navio	Saída	Volume
			(m ³ a 20 °C)
São Sebastião	Elka Leblon	02/02/2015	79.385,70
São Sebastião	Elka Paraná	25/01/2015	79.654,10
São Sebastião	Rio 2016	31/12/2014	80.436,60
FPSO CIDADE DE MANGARATIBA - IRACEMA NORTE			
São Sebastião	Eagle Paraiba	25/02/2015	84.018,30
São Sebastião	Rio 2016	15/02/2015	100.025,90
São Sebastião	Recife Knutsen	21/01/2015	79.023,80
São Sebastião	Angra dos Reis	08/01/2015	80.011,30
São Sebastião	Elka Leblon	31/12/2014	80.014,10
São Sebastião	Recife Knutsen	15/12/2014	80.007,30
DYNAMIC PRODUCER* - IARA OESTE			
Madre de Deus	São Sebastião	30/12/2014	31.230,90
Madre de Deus	Recife Knutsen	19/12/2014	39.642,10
Madre de Deus	Eagle Paraiba	12/12/2014	31.079,10
Madre de Deus	Angra dos Reis	04/12/2014	35.018,70
Madre de Deus	Eagle Paraiba	26/11/2014	35.012,30
Madre de Deus	Madre de Deus	17/11/2014	25.225,30
Madre de Deus	Eagle Paraiba	06/11/2014	34.875,30
Madre de Deus	Angra dos Reis	29/10/2014	30.653,20
Madre de Deus	Eagle Paraná	12/10/2014	31.482,60
Madre de Deus	Eagle Paraiba	03/10/2014	31.111,30
Madre de Deus	N. Bergen	27/09/2014	28.125,00

Continua

Continuação - Quadro II.2.4.15-1

DYNAMIC PRODUCER* - IARA OESTE			
Destino	Navio	Saída	Volume
			(m ³ a 20 °C)
Madre de Deus	Recife Knutsen	21/09/2014	30.006,00
Madre de Deus	São Luiz	12/09/2014	24.405,00
Madre de Deus	São Sebastião	09/09/2014	30.147,00
Madre de Deus	Angra dos Reis	01/09/2014	35.437,00
Madre de Deus	São Luiz	23/08/2014	30.591,70
Madre de Deus	Recife Knutsen	16/08/2014	40.123,40
Madre de Deus	N. Bergen	02/08/2014	29.456,30
Madre de Deus	Rio Grande	23/07/2014	34.815,00
Madre de Deus	Angra dos Reis	15/07/2014	36.009,40
Madre de Deus	São Sebastião	30/06/2014	38.481,20
FPSO CIDADE DE ANGRA DOS REIS - PILOTO DE LULA			
São Sebastião	Brasil 2014	20/02/2015	80.099,70
São Sebastião	Madre de Deus	14/01/2015	80.212,70
São Sebastião	Recife Knutsen	11/01/2015	80.394,30
São Sebastião	Elka Leblon	08/01/2015	79.493,00
Angra dos Reis	Elka Paraná	30/12/2014	154.546,00
Angra dos Reis	Brasil 2014	09/12/2014	160.473,90
São Sebastião	Rio 2016	02/12/2014	80.829,30
São Sebastião	Angra dos Reis	27/11/2014	80.536,30
São Sebastião	Fortaleza Knutsen	25/11/2014	80.594,80
São Sebastião	Eagle Paraíba	31/10/2014	80.030,80
Angra dos Reis	Elka Leblon	19/10/2014	157.162,60
Angra dos Reis	Elka Paraná	10/10/2014	159.552,60
São Sebastião	Rio 2016	02/10/2014	76.190,00
Madre de Deus	Madre de Deus	26/09/2014	76.699,10
São Sebastião	Eagle Paraná	16/09/2014	80.144,40
Angra dos Reis	Elka Leblon	30/08/2014	158.919,90
São Sebastião	Elka Paraná	19/08/2014	160.180,10
São Sebastião	Brasil 2014	09/08/2014	80.189,40
São Sebastião	Brasil 2014	20/07/2014	160.761,30
São Sebastião	Rio Grande	06/07/2014	77.835,90
São Sebastião	Fortaleza Knutsen	01/07/2014	79.995,10
São Sebastião	Madre de Deus	26/06/2014	80.180,70
Angra dos Reis	Brasil 2014	07/06/2014	160.082,20

Continua

Continuação - Quadro II.2.4.15-1

FPSO CIDADE DE PARATY - PILOTO DE LULA NE			
Destino	Navio	Saída	Volume
			(m ³ a 20 °C)
São Sebastião	Elka Leblon	24/02/2015	159.528,80
São Sebastião	Fortaleza Knutsen	19/02/2015	80.447,30
São Sebastião	Brasil 2014	22/01/2015	80.465,50
São Sebastião	Fortaleza Knutsen	21/01/2015	80.816,30
Angra dos Reis	Rio 2016	07/01/2015	158.787,30
São Sebastião	São Luiz	30/12/2014	79.786,70
Angra dos Reis	Brasil 2014	16/12/2014	159.562,80
São Sebastião	Recife Knutsen	08/12/2014	80.706,80
São Sebastião	Madre de deus	02/12/2014	80.527,70
São Sebastião	Elka Paraná	22/11/2014	158.795,40
Angra dos Reis	Brasil 2014	10/11/2014	141.220,00
Angra dos Reis	Brasil 2014	19/10/2014	158.373,50
Angra dos Reis	Brasil 2014	10/10/2014	159.111,80
São Sebastião	Elka Leblon	30/09/2014	156.514,00
São Sebastião	Brasil 2014	25/09/2014	79.134,80
Madre de Deus	Rio 2016	15/09/2014	148.761,30
São Sebastião	Brasil 2014	27/08/2014	79.030,90
Tramandaí	Fortaleza Knutsen	19/08/2014	80.738,80
Madre de Deus	São Luiz	12/08/2014	80.277,50
São Sebastião	Fortaleza Knutsen	04/08/2014	80.321,00
Angra dos Reis	Rio 2016	09/07/2014	76.867,70
Angra dos Reis	Elka Paraná	02/07/2014	158.388,20
São Sebastião	Angra dos Reis	16/06/2014	80.285,00
São Sebastião	Recife Knutsen	10/06/2014	80.141,70
Madre de Deus	Brasil 2014	01/06/2014	79.842,50

Continua

Continuação - Quadro II.2.4.15-1

FPSO CIDADE DE SÃO PAULO - PILOTO DE SAPINHOÁ			
Destino	Navio	Saída	Volume
			(m ³ a 20 °C)
São Sebastião	São Luiz	14/02/2015	74.793,80
São Sebastião	Elka Leblon	03/02/2015	79.463,40
São Sebastião	Elka Paraná	30/01/2015	79.523,40
São Sebastião	Brasil 2014	18/01/2015	79.084,50
São Sebastião	Eagle Paraiba	10/01/2015	81.834,00
Angra dos reis	Eagle Paraiba	27/12/2014	79.521,00
São Sebastião	Rio 2016	12/12/2014	78.121,80
São Sebastião	Brasil 2014	29/11/2014	80.081,00
São Sebastião	Angra dos Reis	14/11/2014	80.403,10
São Sebastião	Angra dos Reis	11/11/2014	80.598,60
São Sebastião	São Sebastião	28/10/2014	81.307,10
Angra dos Reis	Angra dos Reis	17/10/2014	80.512,30
São Sebastião	São Sebastião	10/10/2014	81.035,50
São Sebastião	Madre de Deus	07/10/2014	80.001,30
Madre de Deus	Madre de Deus	09/09/2014	79.625,60
Madre de Deus	Madre de Deus	28/08/2014	79.030,90
Tramandaí	Angra dos Reis	08/08/2014	80.878,70
Angra dos Reis	Elka Leblon	17/07/2014	159.410,40
São Sebastião	Rio 2016	29/06/2014	80.378,40
São Francisco do Sul	Recife Knutsen	14/06/2014	80.301,40
São Sebastião	Rio 2016	07/06/2014	80.147,40

Uma vez que, atualmente, o Bloco de Libra está no início da fase exploratória, a logística de escoamento ainda está em estágio preliminar e apresenta incertezas sobre os terminais para o escoamento de sua produção. Informações detalhadas dos terminais a serem mais frequentemente utilizados para o escoamento da produção serão enviadas assim que disponíveis e antes da solicitação de licença de operação.

Como descrito no **subitem II.2.1.6 - Contribuição da Atividade para o Setor Industrial Petrolífero**, considerando a produção de 50.000 bbl/d (média de 30.000 bbl/d) ou 8.000 m³/d de óleo durante cada teste no Bloco de Libra, as atividades do TLD e SPAs contribuirão para um acréscimo de petróleo em 1,2% na produção nacional atual. Portanto, não é esperado que este acréscimo seja limitante ao escoamento de óleo no terminais marítimos.

II.2.4.16 - Infraestrutura de Apoio

Para as atividades de instalação, operação e desativação do FPSO do Projeto de Libra (TLD/SPAs), a serem realizadas na Bacia de Santos, será utilizada como base de apoio marítimo o Porto do Rio de Janeiro - Docas da Petrobras (RJ). Entretanto, para o carregamento de linhas, somente na fase de instalação, está prevista a utilização da base de Vitória (ES) - Basvit, em no máximo 30 dias por ano. A utilização da base de Ibetida - Macaé (RJ) está prevista apenas para situações de contingência. Por esta razão, os municípios de Macaé e Vitória não foram considerados como bases permanentes e não estão incluídos na **Área de Estudo (seção II.4)**.

Assim, o presente item apresenta a descrição do Porto do Rio de Janeiro (**Figura II.2.4.16-1**), localizado na zona portuária da cidade do Rio de Janeiro, na Avenida Rio de Janeiro, s/nº, no bairro de São Cristóvão, Rio de Janeiro/RJ e possui Licença de Operação do Inea nº IN016166, válida até 31 de março de 2016 (**Anexo II.2.4.16-1**).



Fonte: Tostes & Medeiros Engenharia Ltda (2009).

Figura II.2.4.16-1 - Vista aérea do Porto do Rio de Janeiro.

Para o caso do transporte terrestre, a base de atendimento é o Armazém do Rio, na cidade do Rio de Janeiro, e as rotas comumente utilizadas são as seguintes:

- **Armazém do Rio:**

- Vias Washington Luiz em Duque de Caxias;
- Avenida Brasil até a entrada em Docas-RJ.

Como base de apoio aéreo, serão utilizados o Aeroporto Internacional de Cabo Frio (RJ) (**Figura II.2.4.16-2**), localizado na Estrada Velha de Arraial do Cabo, S/N, Praia do Sudoeste, no município de Cabo Frio (RJ), com Licença de Operação do Inea nº IN026294 e validade até 26 de fevereiro de 2019 (**Anexo II.2.4.16-2**) e Licença Prévia e de Instalação do Inea nº IN026067 e validade até 29 de Janeiro de 2017, para a ampliação de suas instalações (**Anexo II.2.4.16-3**), e o Aeroporto de Jacarepaguá (**Figura II.2.4.16-3**), localizado na Avenida Ayrton Senna, 2541, Barra da Tijuca, na Baixada de Jacarepaguá, a sudoeste do município do Rio de Janeiro (RJ), com Licença de Operação do Inea nº IN026825 e validade até 30 de abril de 2018 (**Anexo II.2.4.16-4**).



Fonte: <http://www.infraero.gov.br/index.php/br/aeroportos/rio-de-janeiro/aeroporto-de-jacarepagua/complexo-aeroportuario.html>

Figura II.2.4.16-2 - Vista aérea do Aeroporto de Arraial do Cabo.



Fonte: <https://www.google.com.br/maps/place/Aeroporto+de+Jacarepagua>

Figura II.2.4.16-3 - Vista aérea do Aeroporto de Jacarepaguá.

As bases de apoio aéreo e marítimo (**Quadro II.2.4.16-1**) terão a finalidade de promover o transporte de passageiros, cargas, resíduos gerados, equipamentos e material de apoio à operação para as locações onde serão realizados o TLD e os SPAs. Serão utilizados, para o transporte aéreo, helicópteros com a realização de 3 (três) viagens por semana para embarque e desembarque de tripulantes.

Quadro II.2.4.16-1 - Bases de apoio previstas para o projeto.

Bases de Apoio	
Aéreas	Marítima
Aeroporto de Cabo Frio (RJ)	Porto do Rio de Janeiro - Docas da PETROBRAS (RJ)
Aeroporto de Jacarepaguá (RJ)	

II.2.4.17 - Procedimentos Previstos na Desativação do Sistema

As principais diretrizes para a desativação das atividades estão descritas a seguir e o detalhamento é apresentado no **item II.7.7 - Projeto de Desativação** do presente EIA.

A desativação do FPSO está prevista para ser realizada ao final do TLD e de cada SPA, seguindo os procedimentos descritos a seguir:

- Fase 1 - Interromper a produção;
- Fase 2 - Limpeza das linhas;
- Fase 3 - Despressurização e drenagem das linhas e equipamentos;
- Fase 4 - Preservação das linhas da planta de processo;
- Fase 5 - Desconexão do Sistema de Coleta;
- Fase 6 - Realizar o *Hook-out* das linhas de ancoragem do FPSO;
- Fase 7 - Destinação das linhas e instalações submarinas;
- Fase 8 - Retirada do FPSO da Área do TLD ou SPA.

Existe a possibilidade de desativação parcial do sistema. As fases 6, 7 e 8 serão suprimidas quando a locação do novo poço produtor não demandar a troca de locação do FPSO.