

II.2 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE

Os itens solicitados no Termo de Referência SEI nº 8682998, processo IBAMA nº 02001.016155/2020-35, foram utilizados de forma numérica neste EIA. A equivalência dos itens do TR com os apresentados no presente capítulo encontra-se no **Quadro II.2.1.5.1.1-1**.

Quadro II.2.1.5.1.1-1 – Equivalência dos itens do Termo de Referência.

ITEM TR	DESCRIÇÃO	NÚMERO EQUIVALENTE NO EIA
II.2.1 Apresentação		
A	Descrição sucinta da “Atividade de produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 4”.	II.2.1.1
B	Objetivos da Etapa 4 do Polo Pré-Sal.	II.2.1.2
C	Localização e limites dos Blocos, Campos e Áreas onde devem ser desenvolvidas as atividades, em base cartográfica georreferenciada, explicitando-se eventuais denominações anteriores àquelas que vem sendo adotadas atualmente para cada um.	II.2.1.3
D	Localização das unidades de produção na área de desenvolvimento da Etapa 4 do Polo Pré-Sal, em base cartográfica georreferenciada, indicando-se todos os poços e dutos que devem compor o sistema de produção e escoamento.	II.2.1.4
E	Características dos poços que devem ser interligados ao sistema de produção, especificando-se, para cada um, sua localização (coordenadas), lâmina d’água (metros), profundidade final estimada por fases (metros), diâmetros (polegadas) e inclinação (graus). Devem ser destacados aqueles a serem utilizados para injeção ou produção, especificando-se quais destes possuem surgência natural e quais necessitam de métodos suplementares de recuperação.	II.2.1.5
F	Cronograma preliminar das diferentes etapas em cada uma das fases dos respectivos projetos da Etapa 4 do Polo Pré-Sal.	II.2.1.6
G	Apresentação das curvas de produção de óleo, gás e água esperadas em cada projeto da Etapa 4 do Polo Pré-Sal.	II.2.1.7
H	Contribuição atual da Petrobras, em termos absolutos e percentuais, para produção nacional de petróleo e gás, especificando-se a parcela correspondente a cada bacia sedimentar. Para a Bacia de Santos, deve ser destrinchada a contribuição correspondente a cada unidade de produção que se encontra em operação e o aumento anual previsto com a entrada em operação de projetos que compõem as Etapas 1, 2 e 3 do Polo Pré-Sal, de acordo com seus respectivos cronogramas devidamente atualizados.	II.2.1.8

Continua

Continuação Quadro II.2-1

ITEM TR	DESCRIÇÃO	NÚMERO EQUIVALENTE NO EIA
II.2.2 Histórico		
A	Histórico detalhado de todas as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural que já tenham sido desenvolvidas nos Blocos, Campos e Áreas para os quais estão previstas novas atividades durante a Etapa 4 do Polo Pré-Sal.	II.2.2.1
B	Relato sumário das atividades que estão previstas na Etapa 4 do Polo Pré-Sal, desde suas concepções iniciais. Deve ser dado destaque especial para os cuidados ambientais que foram adotados pelo empreendedor durante a fase de planejamento para a escolha dos tipos de unidades de produção e suas respectivas locações; dos traçados de dutos e suas respectivas técnicas de enterramento; dos sistemas de escoamento da produção de óleo e gás; da eventual contratação de serviços de terceiros devidamente licenciados, dentre outros.	II.2.2.2
II.2.3 Justificativas		
II.2.4 Descrição das Atividades		
A	Identificação das unidades de produção com apresentação dos respectivos certificados (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.2.4.1
B	Descrição completa das unidades de produção, incluindo seus principais equipamentos, instalações e capacidades, bem como seus processos de produção acompanhados da caracterização de todas as etapas envolvidas, como controle, estocagem e transferência de óleo e gás.	II.2.4.2
C	Descrição dos sistemas de segurança e de proteção ambiental que equipam cada uma das unidades de produção, incluindo: sistema de ancoragem e de posicionamento dinâmico; sistema de conexão com as linhas de escoamento; sistemas de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos (gás, óleo, diesel, etc.); sistemas de manutenção; sistema de segurança; sistemas de medição e monitoramento; sistema de geração de energia de emergência, destacando os subsistemas atendidos; sistemas de coleta, tratamento e descarte/destinação de fluidos (esgoto, águas e resíduos de cozinha, água de produção, efluente de plantas de dessulfatação, drenagem de conveses e águas oleosas, e sistema de coleta e destinação de óleos sujos); sistemas de separação, eliminação, ventilação e reinjeção de CO ₂ , caracterização e disposição de rejeitos.	II.2.4.3
D	Descrição de todo o sistema submarino necessário para a produção e escoamento de óleo e gás (linhas, umbilicais, manifolds, dutos, válvulas, ANMs, PLEMs, PLETs, etc.). Devem ser caracterizados os dutos de diferentes tipos, diâmetros e fluidos a serem transportados, assim como informada a extensão total do conjunto, seus pontos de interligação com sistemas preexistentes e os elementos de segurança e bloqueio contra vazamentos.	II.2.4.4

Continua

Continuação Quadro II.2-1

ITEM TR	DESCRIÇÃO	NÚMERO EQUIVALENTE NO EIA
II.2.4 Descrição das Atividades		
E	<p>Identificação, em mapa georreferenciado, de todas as infraestruturas de apoio ao desenvolvimento das atividades necessárias para planejamento, instalação, operação e desativação de projetos de exploração, produção e escoamento de petróleo e gás na Bacia de Santos e de seus sistemas associados, independentemente da previsão destas serem utilizadas para apoio às atividades da Etapa 4 do Polo Pré-Sal, como: (i) bases de apoio marítima; (ii) bases de apoio aéreo; (iii) Estaleiros; (iv) oficinas de manutenção e fabricação; (v) terminais de carga e abastecimento; almoxarifados, armazéns, pátios de dutos e demais instalações afins; (vi) centros administrativos, logísticos e operacionais; (vii) áreas de disposição final de resíduos e rejeitos; (viii) terminais recebedores de óleo escoado por navios aliviadores; (ix) Refinarias; e (x) gasodutos de exportação e unidades de tratamento de gás. Cada infraestrutura identificada deve ser acompanhada de informações, preferencialmente sob a forma de tabelas, sobre suas principais características físicas e operacionais, incluindo suas capacidades instaladas e sobrecargas atuais. Também devem ser apontadas as atividades econômicas que concorrem com a atividade de exploração e produção de petróleo e gás pela utilização de cada uma destas infraestrutura sendo apresentada a parcela que cabe a cada uma destas atividades no cenário atual. A existência de projetos de ampliação ou de implantação de novas infraestruturas de apoio, que futuramente, possam ser utilizadas para apoiar atividades na Bacia de Santos, também deve ser identificada, devendo ser apresentadas suas localizações em mapa georreferenciado e descritas suas principais características. Também deve ser mencionado se estas infraestruturas buscam atender a planos e projetos existentes/previstos nas esferas federal, estadual e municipal ou no âmbito da própria empresa. Por fim, devem ser destacadas quais infraestruturas de apoio identificadas estão previstas para serem utilizadas no desenvolvimento de atividades necessárias para o planejamento, instalação, operação e desativação de projetos da Etapa 4 do Polo Pré-Sal e de seus sistemas associados, sendo apontado se devem ser consideradas de uso prioritário, esporádico ou emergencial. Para aquelas infraestruturas de apoio consideradas pela empresa como de uso prioritário, devem ser apresentadas informações qualificadas sobre as perspectivas de intensificação do uso das mesmas e da necessidade de um eventual aumento das respectivas capacidades instaladas e/ou da implantação de novos projetos na região. Estas informações devem ser analisadas numa escala temporal, a partir do cronograma de implantação dos projetos da Etapa 4 do Polo Pré-Sal.</p>	II.2.4.5
F	<p>Descrição das operações de instalação das unidades de produção e estruturas submarinas (ancoragens, lançamentos, interligações, calçamentos, etc.), sendo apontados os métodos, equipamentos e tipos de embarcações a serem utilizados, assim como a duração e periodicidade (quando pertinente) prevista para cada operação. Em mapas georreferenciados devem ser indicadas as rotas marítimas que, preferencialmente, devem ser utilizadas para apoio a estas operações, a partir das bases de apoio marítimas consideradas pela empresa de uso prioritário, esporádico e emergencial.</p>	II.2.4.6

Continua

Continuação Quadro II.2-1

ITEM TR	DESCRIÇÃO	NÚMERO EQUIVALENTE NO EIA
II.2.4 Descrição das Atividades		
G	Descrição das medidas adotadas para minimizar os riscos inerentes às operações de instalação. Devem ser destacados: (i) Procedimentos de reconhecimento e escolha de locações e medidas adotadas para a mitigação do risco de instabilidade geológica; (ii) Procedimentos para lançamento, amarração e ancoragem das linhas de escoamento, principalmente na transposição de regiões morfológicamente acidentadas; e (iii) Mitigação dos riscos de interação das linhas a serem lançadas, bem como outras instalações existentes na área.	II.2.4.7
H	Descrição das operações de apoio naval necessárias durante a operação de cada unidade de produção, de acordo com a atividade a ser desenvolvida (Testes de Longa Duração, Sistemas de Produção Antecipada, Pilotos de Produção e Desenvolvimentos de Produção), sendo apontados os tipos de embarcações a serem utilizados, assim como a duração e periodicidade (quando pertinente) previstas para cada operação de apoio. Também deve ser informado o número total de embarcações engajadas nessas operações de apoio atualmente e o aumento gradual a ser obtido de acordo com o cronograma preliminar da Etapa 4 do Polo Pré-Sal, com destaque para o número de embarcações em operações simultâneas e a periodicidade das viagens para cada unidade de produção. Em mapas georreferenciados devem ser indicadas as rotas marítimas que, preferencialmente, devem ser utilizadas para as operações de apoio naval, a partir das bases de apoio marítimas consideradas pela empresa de uso prioritário, esporádico e emergencial.	II.2.4.8
I	Descrição das operações de intervenção que poderão ocorrer ao longo da produção e dos cuidados ambientais a serem tomados para a realização de cada operação.	II.2.4.9
J	Descrição dos procedimentos para a realização de testes de estanqueidade das linhas de escoamento, sendo caracterizadas as composições químicas, concentrações e volumes dos fluidos previstos para serem utilizados. Deve ser informada a eventual necessidade de hibernação de linhas, com os fluidos de preenchimento previstos para serem utilizados também sendo caracterizados em relação às respectivas composições químicas, concentrações e volumes envolvidos. Ao final, devem ser especificados os procedimentos para a disposição final destes fluidos.	II.2.4.10
K	Caracterização da geração de efluentes decorrentes da operação das unidades de produção (efluentes sanitários, efluentes de plantas de dessulfatação, efluentes do sistema de drenagem, descarte de água de produção, descarte de água de resfriamento, dentre outros). Para cada tipo de efluente devem ser apresentadas, na forma de tabelas, estimativas de geração obtidas com base em dados reais, assim como a descrição de suas formas de disposição nas unidades de produção e/ou de descarte.	II.2.4.11

Continua

Continuação Quadro II.2-1

ITEM TR	DESCRIÇÃO	NÚMERO EQUIVALENTE NO EIA
II.2.4 Descrição das Atividades		
L	<p>Caracterização do aumento anual na geração de resíduos sólidos e rejeitos decorrentes das unidades de produção e embarcações a serem utilizadas nas operações em relação às atividades já desenvolvidas pela empresa na Bacia de Santos, que compreende as Regiões 2 e 3 definidas na Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/11. Devem ser consideradas as diferentes atividades (Testes de Longa Duração, Sistemas de Produção Antecipada, Pilotos de Produção e Desenvolvimento de Produção) e o cronograma preliminar apresentado para a Etapa 4 do Polo Pré-Sal. As projeções de aumento na geração de resíduos sólidos devem ser calculadas com base nos dados dos relatórios de implementação dos Projetos de Controle da Poluição da empresa e apresentados em forma de tabela, por classe de periculosidade de resíduos (Classe I, Classe IIA e Classe IIB – NBR 10004/04).</p>	II.2.4.12
M	<p>Caracterização química, físico-química e toxicológica (aguda e crônica, conforme normas ABNT vigentes para organismos marinhos) para substâncias passíveis de descarga durante as etapas de instalação e produção, tais como: (i) água produzida, (ii) óleo produzido, (iii) efluente de Unidades de Remoção de Sulfatos; (iv) aditivos químicos dos testes de estanqueidade, da água de produção e de plantas de dessulfatação (ex.: biocidas, anticorrosivos etc.). No caso de haver mais de um reservatório, apresentar as características para cada um deles. Devem ser apresentados os laudos técnicos e planilhas laboratoriais completos de todas as análises realizadas, devidamente rubricados e assinados pelos técnicos responsáveis, indicando, dentre outros parâmetros, os métodos analíticos, as metodologias de coleta das amostras, os limites de detecção e quantificação, assim como a significância dos resultados obtidos. Os resultados dos testes de toxicidade deverão ser expressos em partes por milhão (ppm) e em porcentagem (%).</p>	II.2.4.13
N	<p>Caracterização química e físico-química da água de produção (caso já se disponha de informações sobre o reservatório) contemplando, minimamente, os seguintes parâmetros: (i) compostos inorgânicos: As, Ba, Cd, Cr, Cu, Fe, Hg, Mn, Ni, Pb, V e Zn; (ii) radioisótopos: radio-226 e radio-228; (iii) compostos orgânicos: hidrocarbonetos poliaromáticos – HPA, BTEX (benzeno, tolueno, etilbenzeno e xileno), fenóis e hidrocarbonetos totais de petróleo – HTP (através de perfil cromatográfico); e (iv) parâmetros complementares: carbono orgânico total, oxigênio dissolvido, pH, salinidade, densidade, temperatura, sólidos totais, nitrogênio amoniacal total e sulfetos. Reitera-se que os laudos técnicos completos de todas as análises realizadas devem estar devidamente rubricados e assinados pelos técnicos responsáveis, indicando, dentre outros parâmetros, os métodos analíticos, as metodologias de coleta das amostras, os limites de detecção e a significância dos resultados obtidos.</p>	

Continua

Continuação Quadro II.2-1

ITEM TR	DESCRIÇÃO	NÚMERO EQUIVALENTE NO EIA
II.2.4 Descrição das Atividades		
O	<p>Caracterização das emissões atmosféricas decorrentes da operação das unidades de produção. Devem ser incluídas informações a respeito de todos os Gases de Efeito Estufa (GEE) presentes e/ou relacionados. Devem ser apresentadas, na forma de tabelas, as estimativas obtidas com base em dados reais, para cada um dos Gases de Efeito Estufa, na forma de toneladas de CO₂ equivalente, a serem gerados por cada uma das diferentes atividades (Testes de Longa Duração, Sistemas de Produção Antecipada, Pilotos de Produção e Desenvolvimentos de Produção) e ao longo de todo o tempo previsto em projeto para as mesmas, incluindo-se aí, mas não limitado a esses: GEEs gerados na queima de combustível para geração de energia ao longo de toda a vida útil prevista para cada uma das unidades de produção; GEEs gerados na queima (flare) ordinária e/ou extraordinária, previstas para cada uma destas atividades; GEEs ventilados e GEEs reinjetados. Devem ser devidamente destacados e especificados os GEEs a serem emitidos durante o período de comissionamento para cada uma das atividades. Também deverão ser informados os GEEs identificados em cada formação/reservatório, sendo que neste caso, deve ser apresentada a concentração mássica de cada um destes gases presentes na corrente de gás a ser tratada por cada uma das unidades de produção.</p>	II.2.4.14
P	<p>Descrição do plano de comissionamento dos sistemas de produção com o propósito de permitir a caracterização dos padrões de emissão de gases durante cada etapa do comissionamento, indicando, no mínimo, as vazões necessárias para cada etapa do comissionamento e respectivas emissões decorrentes, identificando-se as fontes. Ressalta-se que o plano de comissionamento deve ter como diretriz a adoção de ações e/ou adequações no cronograma dos projetos com o objetivo de minimizar as emissões durante esta fase.</p>	II.2.4.15

Continua

Continuação Quadro II.2-1

ITEM TR	DESCRIÇÃO	NÚMERO EQUIVALENTE NO EIA
Q	<p>Caracterização do escoamento da produção de óleo e gás com as contingências correspondentes. Devem ser apresentadas quaisquer limitações existentes para o escoamento da totalidade do óleo e do gás produzidos pelos Desenvolvidores da Produção previstos para a Etapa 4 do Polo Pré-Sal considerando-se: (i) a infraestrutura atualmente disponível para estes escoamentos – gasodutos, navios aliviadores, rotas marítimas, áreas defundeio, braços de atracação, terminais, etc.; (ii) o acréscimo anual na produção de óleo e gás na Bacia de Santos de acordo com os cronogramas preliminares das Etapas 1, 2 e 3 do Polo Pré-Sal; (iii) as soluções propostas para superação das eventuais limitações, incluindo a alteração/ampliação das plantas existentes e a utilização de novos traçados. Este tópico do EIA deve conter informações suficientes para contemplar os questionamentos e considerações apresentados pela Fundação Florestal na Informação Técnica GT Pré-Sal nº003/2020 acerca do sistema de escoamento de gás natural, a saber:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Segundo a previsão apontada no FCA, o excedente da produção de gás natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos da Etapa 4 será reinjetado e/ou escoado por gasodutos interligados à malha existente, seja Rota 1, 2 ou 3. Ainda, conforme informações preliminares do projeto, a interligação do gasoduto em termos de produção para comercialização se dará no mês dezembro de 2026 com pico de sobreposição de campos de produção no mês de setembro de 2029, numa esmava brusca de escoamento na ordem de 55.200 M m³/d no sistema de escoamento. Desta forma, solicita-se maior esclarecimentos sobre a área de estudo definida, e sobretudo a área de influência que virá no EIA, em especial o aporte do Campo de Sagitário e Aram 1 que possivelmente será escoado pelo sistema da Rota 1, e conseqüentemente será direcionado e tratado na UTGCA de Caraguatatuba, visto a infraestrutura de apoio que será potencialmente utilizada nas fases importantes do empreendimento, recomenda-se a inclusão deste município na área de estudo. • Em relação ao risco ambiental inerente deste aporte produtivo no sistema, conforme demonstrado no relatório apresentado pela ANP (Estudo sobre o Aproveitamento do Gás Natural do Pré-Sal – 2020) que um dos problemas enfrentados pela indústria petrolífera nas atividades de E&P é a ocorrência, em reservatórios de hidrocarbonetos, de gases corrosivos, como o dióxido de carbono (CO₂) e o ácido sulfídrico (H₂S). A depender de suas concentrações, esses gases podem causar riscos à vida dos trabalhadores, gerar danos aos equipamentos ou mesmo inviabilizar projetos (Gamboa et al., 2019; Müller et al., 2006). Neste sendo, torna-se imperativo o esclarecimento da estimativa de volume de gases a serem escoados pelo Rota 1, além da razão deste faseamento em relação ao empreendimento, a princípio, não incluir os municípios de Caraguatatuba e São Sebastião – SP na perspectiva da área de estudo e, conseqüente, da área de influência no horizonte do EIA a ser elaborado. A infraestrutura pode tornar-se sobrecarregada e demandar aumento na planta de produção a ser preparada para receber esta estimativa de produção, seja em gasoduto, seja na UTGCA de Caraguatatuba. Justificando-se assim inserir o município na área de estudo. 	II.2.4.16

Continua

Continuação Quadro II.2-1

ITEM TR	DESCRIÇÃO	NÚMERO EQUIVALENTE NO EIA
II.2.4 Descrição das Atividades		
R	Apresentação de tabelas contendo uma compilação das informações geradas pelos relatórios de operação produzidos no âmbito das licenças de operação vigentes no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, contemplando para cada unidade marítima, minimamente, o número de operações de alívio realizadas; os volumes de óleos transferidos; e a destinação do óleo em cada operação. Com base nestas informações caracterizar as principais rotas passíveis de utilização pelos navios aliviadores para o escoamento da produção de óleo entre cada Desenvolvimento da Produção que compõe a Etapa 4 do Polo Pré-Sal e os principais terminais que devem receber esta produção, representando suas localizações em mapas com escala compatível a sua devida interpretação.	II.2.4.17
S	Apresentação das perspectivas e planos de expansão, incluindo a possibilidade da perfuração de novos poços produtores e/ou injetores, o comissionamento de novas unidades de produção e/ou o lançamento de novas linhas de escoamento ou transferência.	II.2.4.18

II.2.1 Apresentação

No presente capítulo serão abordadas as características gerais e os aspectos de instalação e operação dos empreendimentos que compõem a Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 4. O Projeto Etapa 4 é parte do sistema de produção e escoamento do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos (PPSBS) e seus empreendimentos estão localizados em distância mínima de 171 km da costa do litoral dos estados de São Paulo e Rio de Janeiro, em águas com profundidade mínima de 1.745 m.

Os empreendimentos do Etapa 4 serão compostos por 13 projetos de Desenvolvimento da Produção (DP), sendo:

- 1 Projeto de Desenvolvimento da Produção de curta duração, DP de Mero FR, que foi concebido para capturar a oportunidade de aproveitar o contrato do FPSO Pioneiro de Libra, que foi afretado até 2029 para realizar TLD's e SPA's no campo de Libra, mas que já deverá ter concluído essas atividades até 2024;

- 12 projetos de Desenvolvimentos de Produção (DP), de longa duração, e seus sistemas de escoamento;

Os empreendimentos envolverão atividades de produção e escoamento de petróleo e gás natural no PPSBS. As características de cada empreendimento estão descritas nos itens subsequentes.

II.2.1.1 *Descrição Sucinta do Projeto*

Os Projetos do Etapa 4 serão operados por plataformas de produção, também chamadas de Unidades Estacionárias de Produção (UEPs). No Brasil utilizam-se basicamente três tipos de UEPs: fixas, semissubmersíveis e navio-plataforma (FPSO).

Para a realização de todas as atividades do Projeto Etapa 4 serão utilizadas UEPs do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*¹). Os navios FPSOs são unidades estacionárias de produção que possuem planta de processamento de petróleo e gás (*production*), tancagem para armazenamento da produção (*storage*) e permitem a transferência da produção para outro navio, denominado aliviador, que periodicamente é conectado ao FPSO para receber e transportar o petróleo até os terminais petrolíferos. Esta operação de transferência de produção para outro navio é chamada de *offloading*.

O FPSO é fixado sobre os campos produtores com o auxílio de sistemas de ancoragem e por isso pode ser utilizado em lâminas d'água mais profundas, quando comparado à plataforma fixa.

As áreas onde estarão inseridas as atividades possuem reservatórios de óleo leve e gás natural associado. O óleo e o gás natural produzidos serão submetidos a processos de separação primária no próprio FPSO para, posteriormente, serem encaminhados aos terminais petrolíferos e unidades de tratamento de gás em terra.

O óleo produzido nos DPs será processado e armazenado nos FPSOs e transferido periodicamente para navios aliviadores. O gás produzido será utilizado

¹ FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*): sigla em inglês que caracteriza as principais funções do navio-plataforma de produzir, armazenar e transferir sua produção. *Floating*: flutuante; *Production*: produção; *Storage*: armazenamento; *Offloading*: transferência.

como combustível no FPSO e o excedente será reinjetado e/ou escoado por gasodutos interligados à malha de escoamento de gás do PPSBS.

A capacidade de processamento de óleo prevista nos FPSOs que desenvolverão os projetos de Piloto e DP varia de 7.950 a 35.772 m³/d, a capacidade de gás varia de 4.000.000 a 12.000.000 m³/d e a de água produzida, de 4.000 a 24.000 m³/d. Os gasodutos que partem dos FPSOs dos DPs também são objetos deste licenciamento. Os gasodutos partirão dos DPs e se interligarão a gasodutos tronco do sistema de escoamento do PPSBS.

A descrição detalhada dos empreendimentos do Projeto Etapa 4 e as características operacionais e de instalação encontram-se no **Item II.2.4 – Descrição das Atividades**.

II.2.1.2 Objetivos da Atividade

II.2.1.2.1 Objetivos das Atividades dos DPs

Os DPs têm como objetivo desenvolver a produção de óleo e gás do PPSBS e se basearão nos conhecimentos acumulados na fase de exploração e pelos resultados adquiridos nos Testes de Longa Duração (TLD), nos Sistemas de Produção Antecipada (SPA) e Pilotos anteriormente realizados. Durante a fase de DPs do Projeto Etapa 4, serão coletados dados referentes ao comportamento da produção, pressão e injeção de água e gás nos reservatórios, escoamento submarino e deposição de incrustações, dados estes que serão utilizados para ajuste das modelagens geológicas e de fluxo adotadas.

II.2.1.2.2 Objetivos dos Gasodutos

As plataformas de produção estarão interligadas pelos gasodutos ao Sistema Integrado de Escoamento do PPSBS, com o objetivo de viabilizar o escoamento do gás natural produzido nos DPs para o continente. Entre os DPs, as exceções são os DPs de Mero FR, Búzios 9, Búzios 10, Búzios 11, Búzios 12 e Aram 1 e Sururu Central, em que se considera como cenário base o aproveitamento de gás por reinjeção no reservatório e estão em andamento estudos para analisar a alternativa de exportação parcial de gás de alguns destes DPs.

II.2.1.3 *Localização e Limites dos Blocos/Campos*

O PPSBS compreende diversos blocos exploratórios e campos de produção, a uma distância mínima de 164 km da costa do litoral dos estados de São Paulo e Rio de Janeiro.

As atividades do Etapa 4 serão realizadas nos blocos de exploração/campos de produção apresentados no **Quadro II.2.1.5.1.1-1**, com foco na exploração² comercial dos campos.

Quadro II.2.1.5.1.1-1 – Localização (bloco e área/campo) dos projetos previstos no Etapa 4.

PROJETO	BLOCO/ÁREA	CAMPO
DP de Búzios 9		
DP de Búzios 10		
DP de Búzios 11	Excedente da Cessão Onerosa/Franco	Búzios
DP de Búzios 12		
Projeto Piloto de Sururu Central	BM-S-11 ^a	Sururu Central
DP de Sépia 2	Excedente da Cessão Onerosa / NE de Tupi e BM-S-24	Sépia
DP de Atapu 2	Excedente da Cessão Onerosa / Entorno de Iara e BM-S-11A / Iara	Atapu
DP de Mero FR	Libra	Mero
DP de Uirapuru 1	Uirapuru	Uirapuru
DP de Três Marias	Três Marias	Três Marias
DP Sagitário	BM-S-50	Sagitário
DP Aram 1	Aram	Aram
DP Revitalização de Tupi 1	BM-S-11	Tupi

A **Figura II.2.1.5.1.1-1** apresenta a localização dos blocos de exploração e campos de produção do Projeto Etapa 4 em mapa georreferenciado.

² Conjunto de atividades, baseado em disciplinas e tecnologias específicas, cujo objetivo maior é o de colocar em produção, de forma rentável e segura, a acumulação de petróleo descoberta.

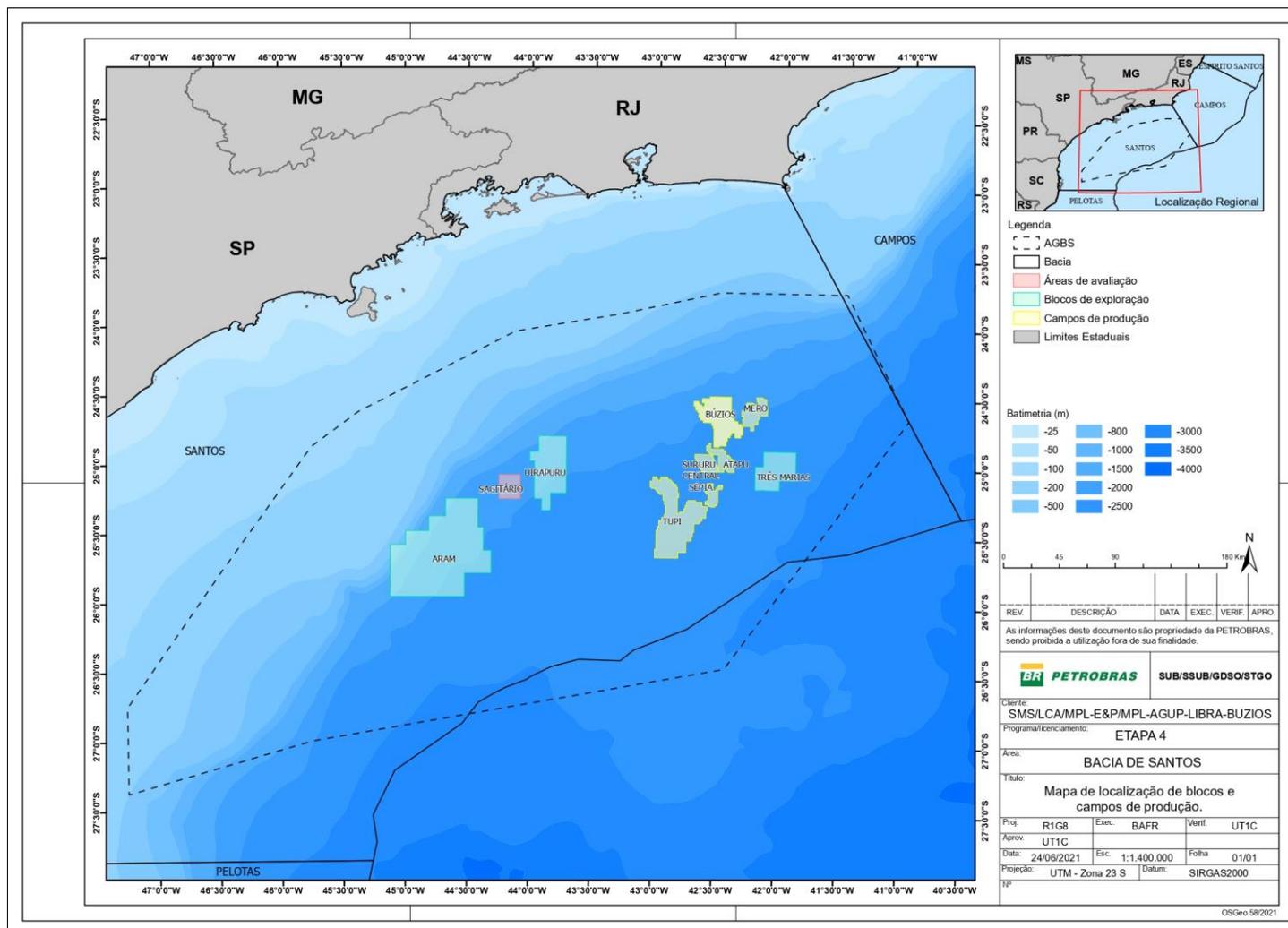


Figura II.2.1.5.1.1-1 – Localização dos Blocos de Exploração e Campos de Produção do Projeto Etapa 4.

II.2.1.4 Localização das Unidades de Produção

Para a realização das atividades de DPs serão utilizados navios-plataformas do tipo FPSO. A **Tabela II.2.1.5.1.1-1** lista todos os empreendimentos do Etapa 4, a localização dos respectivos FPSOs, bem como a quantidade de poços e a duração prevista para cada atividade.

A **Figura II.2.1.5.1.1-1** mostra a localização dos empreendimentos do Etapa 4 em mapa georreferenciado. Para melhor clareza da figura, foram suprimidos os equipamentos submarinos, sendo que estes são apresentados em detalhe no **subitem II.2.4.6- Descrição das Operações de Instalação das Unidades de Produção e Estruturas Submarinas**.

O FPSO mais distante da costa é o FPSO de Sépia 2, a cerca de 280 km, e o FPSO de Sagitário, é o mais próximo, distante aproximadamente 171km da costa.

Tabela II.2.1.5.1.1-1 – Localização das Unidades de Produção dos Projetos de Desenvolvimento da Produção (DPs).

ATIVIDADE	FPSO	FPSO - COORDENADAS UTM (SIRGAS 2000) – FUSO 23		LÂMINA D'ÁGUA (m)	DISTÂNCIA DA COSTA (km)	QUANTIDADE DE POÇOS	DURAÇÃO PREVISTA DA ATIVIDADE (anos)
		LESTE	NORTE				
		DP de Búzios 9	FPSO de Búzios 9				
DP de Búzios 10	FPSO de Búzios 10	753364	7279082	1895	180,5	16	30
DP de Búzios 11	FPSO de Búzios 11	759948	7258058	2065	180	15	30
DP de Búzios 12	FPSO de Búzios 12	748585	7283225	1745	176	15	30
Projeto Piloto de Sururu Central	FPSO de Sururu Central	743542	7237125	2100	230	19	14
DP de Sépia 2	FPSO de Sépia 2	748802	7211538	2150	280	11	21
DP de Atapu 2	FPSO de Atapu 2	761460	7235880	2300	220	11	25
DP de Mero FR	FPSO Pioneiro de Libra	784649	7272818	2.025	180	2	5,5
DP de Uirapuru 1	FPSO de Uirapuru 1	618167	7228574	1750	188	15	25
DP de Três Marias	FPSO de Três Marias	794508	7226855	2000	190	17	25
DP de Sagitário	FPSO de Sagitário	580735	7213539	1850	171	16	30
DP de Aram 1	FPSO de Aram 1	539597	7189370	1800	200	10	25
DP Revitalização de Tupi 1	FPSO Revit. Tupi 1	730780	7175310	2100	250	26	30

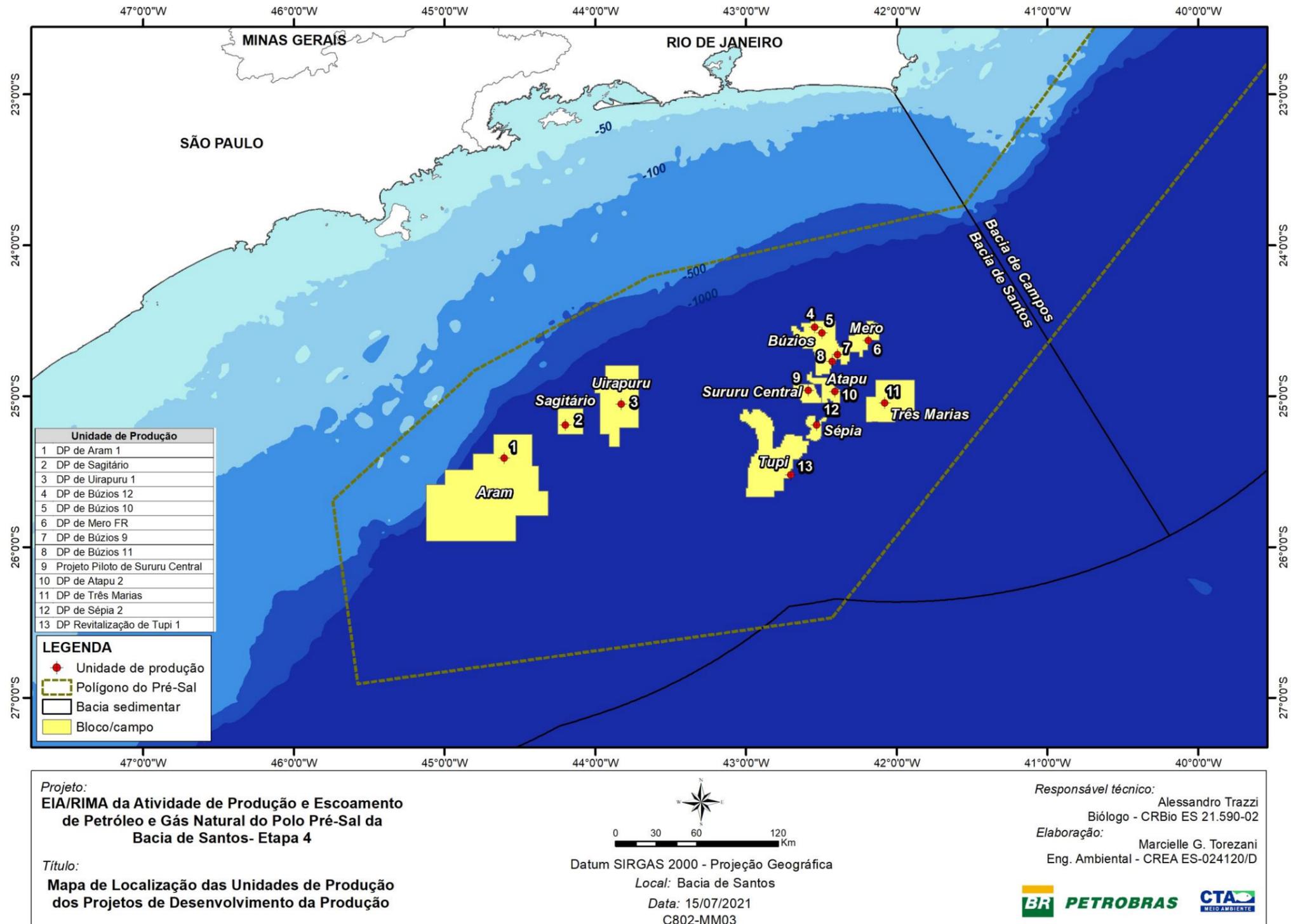


Figura II.2.15.1.1-1 - Localização dos Empreendimentos do Projeto Etapa 4.

II.2.1.5 Características dos Poços

As características dos poços que serão interligados às unidades de produção, tais como localização, diâmetro, profundidade e quantidade de fases, dentre outras, estão descritas a seguir e estratificadas por empreendimento.

Para os projetos de Búzios 12, Sururu Central, Sépia 2, Revit de Tupi 1, Sagitário, Uirapuru 1, Aram 1 e Três Marias, não foi possível disponibilizar informações sobre profundidades das fases, pois estes projetos ainda não possuem folha de dados e, portanto, ainda não tem essas informações definidas. Tais informações serão disponibilizadas assim que disponíveis.

Ressalta-se que uma maior aproximação entre a unidade estacionária de produção (UEP) e a malha de poços é benéfica para o projeto, tanto em redução de custo como na melhoria das condições de escoamento dos fluidos. Entretanto, aspectos construtivos dos poços e as condições do leito marinho muitas vezes impedem ou restringem esta aproximação.

Da **Tabela II.2.1.5.1.1-1** à **Tabela II.2.1.5.1.13-1** serão apresentados os poços dos empreendimentos do Projeto Etapa 4. A **Tabela II.2.1.5.1.1-1** traz os valores dos diâmetros dos poços correspondentes aos diâmetros de cada revestimento (coluna “assentamento das sapatas”), apresentados nas tabelas supracitadas. Além disso, para os poços direcionais, além da cota (valores negativos), é também apresentada a profundidade efetivamente perfurada em função da inclinação (valores positivos).

Tabela II.2.1.5.1.1-1 – Correspondência entre os diâmetros dos poços e os diâmetros dos revestimentos.

DIÂMETRO DO POÇO (POL)	DIÂMETRO DO REVESTIMENTO (POL)
42 - 36	36 – 30
28 - 26	22 – 20
18 1/8 - 22	18
17 1/2 - 14 3/4	14 - 13 5/8 - 13 3/8 - 10 3/4
12 1/4	9 7/8 - 9 5/8
8 1/2	7

II.2.1.5.1 Poços dos Empreendimentos – DPs

II.2.1.5.1.1 DP de Búzios 9

O projeto de Desenvolvimento da Produção de Búzios 9 será composto por 14 poços, sendo:

- Sete poços produtores;
- Sete poços injetores de água e gás (WAG).

A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta a localização e as características gerais dos poços.

Tabela II.2.1.5.1.1-1 - Localização e características gerais dos poços do DP de Búzios 9.

POÇO	TIPO DE POÇO	COORDENADAS UTM SIRGAS 2000 FUSO 23			LDA (m)	ASSENTAMENTO DE SAPATAS (m) / FASE (Fn)					POÇO ABERTO 8 1/2"	INCLINAÇÃO (GRAUS)	ELEVAÇÃO
		LESTE	NORTE	REV.		REV.	REV.	REV.	REV.				
				36"		22" OU 20" OU 18 5/8" OU 18"	14" X 13 5/8" OU 14" OU LINER 18"	14" X 13 5/8"	10 3/4" X 11 7/8" OU 10 3/4" X 9 5/8" OU 10 3/4" OU LINER 10 3/4"				
9-BUZ-39DA-RJS		768.593	7.262.913	2136	2227	2795	3323	5424	5972	---	0		
9-BUZ-40D-RJS		759.650	7.265.675	2040	2138	3457	5328	---	5894	---	0		
M09-P03	Produtor	759.201	7.267.074	2008	2117	3233	4202	---	5284	5735	0		
M09-P04		759.349	7.266.216	2028	2137	3253	3660	---	5292	5735	0	Natural / gas lift	
M09-P05		759.348	7.264.282	2080	2189	3305	4020	---	5342	5735	0		
M09-P06		768.426	7.259.770	2071	2180	3568	---	---	5417	5735	0		
M09-P07		759.447	7.265.100	2050	2159	3475	---	---	5340	5735	0		
M09-I01		765.083	7.265.398	2060	2169	3285	4407	---	5557	6016	0		
M09-I02		757.842	7.265.898	2060	2169	3285	3885	---	5430	5939	0		
M09-I03	758.013	7.266.866	2032	2141	3257	4430	---	5403	5935	0			
M09-I04	Injetor de Água e Gás (WAG)	767.125	7.261.597	2070	2179	3295	3745	---	5593	5997	0	---	
M09-I05		761.843	7.264.694	2067	2176	3492	---	---	5508	5935	0		
M09-I06		761.910	7.263.401	2051	2160	3476	---	---	5498	5935	0		
M09-I07		757.783	7.264.781	2064	2173	3289	3807	---	5448	5971	0		

II.2.1.5.1.2 DP de Búzios 10

O projeto de Desenvolvimento da Produção de Búzios 10 será composto por 16 poços, sendo:

- Nove poços produtores;
- Sete poços injetores de água e gás (WAG).

A **Tabela II.2.1.5.1.2-1** apresenta a localização e as características gerais dos poços.

Tabela II.2.1.5.1.2-1 – Localização e características gerais dos poços do DP de Búzios 10.

POÇO	TIPO DE POÇO	COORDENADAS UTM SIRGAS 2000 FUSO 23			LDA (m)	ASSENTAMENTO DE SAPATAS (m) / FASE (Fn)				INCLINAÇÃO (GRAUS)	ELEVAÇÃO
		LESTE	NORTE	REV. 36"		REV. 22" OU 20" OU 18 5/8" OU 18"	REV. 14" X 13 5/8"	REV. 10 3/4" X 11 7/8" OU 10 3/4" X 9 5/8" OU 10 3/4" OU LINER 10 3/4"	POÇO ABERTO 8 1/2"		
I-M10-01		758.209	7.275.970	1975	2096	3500	-	5522	6225	0	
I-M10-02		757.434	7.277.170	1952	2073	2952	3611	5560	6225	0	
I-M10-03		754.751	7.275.660	1938	2059	3463	-	5498	6175	0	
I-M10-04	Injetor de Água e Gás (WAG)	754.446	7.278.248	1925	2046	2925	3826	5585	6425	0	---
I-M10-05		757.546	7.273.197	1919	2040	3444	-	5365	6025	0	
I-M10-06		759.891	7.275.300	1985	2106	3510	-	5628	6135	0	
I-M10-07		753.977	7.276.495	1915	2036	2915	3655	5567	6160	0	
P-M10-01		757.050	7.274.240	1929	2050	3454	-	5365	5735	0	
P-M10-02		755.767	7.276.776	1918	2039	2918	3690	5500	5735	0	
P-M10-03		755.710	7.274.132	1928	2049	3453	-	5403	5735	0	
P-M10-04		755.101	7.273.554	1952	2073	3477	-	5417	5735	0	
P-M10-05	Produtor	758.742	7.273.979	1972	2093	3497	-	5334	5735	0	Natural / gas lift
P-M10-06		756.772	7.275.662	1952	2073	3477	-	5454	5735	0	
P-M10-07		757.670	7.274.032	1958	2079	3483	-	5313	5735	0	
P-M10-08		755.997	7.275.858	1941	2062	3466	-	5475	5735	0	
9-BUZ-43-RJS		754.550	7.272.430	1950	2071	3475	-	5386	5735	0	

II.2.1.5.1.3 DP de Búzios 11

O projeto de Desenvolvimento da Produção de Búzios 11 será composto por 15 poços, sendo:

- Oito poços produtores;
- Sete poços injetores de água e gás (WAG).

A **Tabela II.2.1.5.1.3-1** apresenta a localização e as características gerais dos poços.

Tabela II.2.1.5.1.3-1 – Localização e características gerais dos poços do DP de Búzios 11.

POÇO	TIPO DE POÇO	COORDENADAS UTM SIRGAS 2000 FUSO 23		LDA (m)	ASSENTAMENTO DE SAPATAS (m) / FASE (Fn)				INCLINAÇÃO (GRAUS)	ELEVAÇÃO	
		LESTE	NORTE		REV. 36"	REV. 22" OU 20" OU 18 5/8" OU 18"	REV. 14" X 13 5/8"	REV. 10 3/4" X 11 7/8" OU 10 3/4" X 9 5/8" OU 10 3/4" OU LINER 10 3/4"			POÇO ABERTO 8 1/2"
IA-M11-I01		760.731	7.260.538	2055	2164	3280	3904	5476	5910	0	
IA-M11-I02		757.162	7.263.141	2045	2154	3470	---	5443	5880	0	
IA-M11-I03		757.760	7.260.851	2020	2129	3245	4095	5440	5880	0	
IA-M11-I04	Injetor de Água e Gás (WAG)	757.892	7.262.253	2025	2134	3250	3983	5443	5880	0	--
IA-M11-I05		757.275	7.258.442	2055	2164	3480	---	5484	5880	0	
IA-M11-I06		761.248	7.261.440	2063	2172	3288	3734	5499	5880	0	
IA-M11-I07		759.567	7.258.620	2057	2166	3282	3588	5559	5880	0	
P-M11-P01		755.935	7.259.019	2022	2131	3447	---	5287	5710	0	
P-M11-P02		759.668	7.263.513	2029	2138	3254	4559	5327	5710	0	
P-M11-P03		759.550	7.262.585	2033	2142	3258	4473	5365	5710	0	
P-M11-P04	Produtor	758.962	7.259.628	2058	2167	3483	---	5440	6000	0	Natural / gas lift
P-M11-P05		759.153	7.260.502	2044	2153	3269	4025	5431	5710	0	
P-M11-P06		759.401	7.261.580	2047	2156	3272	4196	5418	5710	0	
P-M11-P07		755.521	7.258.287	2012	2121	3437	---	5299	5710	0	
P-M11-P08		756.576	7.261.566	2057	2166	3482	---	5316	5710	0	

II.2.1.5.1.4 DP de Búzios 12

O projeto de Desenvolvimento da Produção de Búzios 12 será composto por 15 poços, sendo:

- Oito poços produtores, dos quais dois são conversíveis a injetores;
- Sete poços injetores de água e gás (WAG).

A **Tabela II.2.1.5.1.3-1** apresenta a localização e as características gerais dos poços.

Tabela II.2.1.5.1.4-1 - Localização e características gerais dos poços do DP de Búzios 12.

POÇO	TIPO DE POÇO	COORDENADAS UTMSIRGAS 2000 FUSO 23		LDA (m)	Elevaçã o
		LESTE	NORTE		
M12-I01		748.319	7.282.650	1770	
M12-I03		739.490	7.275.440	1930	
M12-I05		744.727	7.283.100	1760	
BUZ-N1	Injetor de Água e Gás (WAG)	746.398	7.284.067	1725	
M12-I06		752.331	7.275.219	1935	
M12-I07		736.008	7.280.090	1775	
M12-I08		751.496	7.279.415	1865	
M12-P02		749.605	7.277.782	1915	
M12-P05		750.608	7.275.197	1920	
M12-P06 (9-BUZ-048D)	Produtor	738.578	7.277.758	1850	
M12-P07		747.135	7.281.140	1795	Natural / gas-lift
M12-P08		748.181	7.280.012	1820	
M12-P09	Produtor (conversível)	748.598	7.278.600	1900	
M12-P1		750.162	7.274.137	1940	
M12-P11		740.034	7.276.959	1890	

II.2.1.5.1.5 Projeto Piloto de Sururu Central

O projeto Piloto de Sururu Central será composto por 19 poços, sendo:

- doze poços produtores, dos quais um é conversível a injetor;
- três poços injetores de água

- quatro poços injetores de água e gás (WAG).

A **Tabela II.2.1.5.1.3-1** apresenta a localização e as características gerais dos poços.

Tabela II.2.1.5.1.5-1 - Localização e características gerais do projeto Piloto de Sururu Central.

POÇO	TIPO DE POÇO	COORDENADAS UTM SIRGAS 2000 FUSO 23		LDA (m)	Elevação
		LESTE	NORTE		
SRR-P3		742.610	7.236.330	2202	
SRR-P12	Produtor	739.826	7.237.090	2193	
SRR-P1		740.057	7.236.557	2183	
SRR-P5		742.050	7.237.930	2183	
SRR-P7	Produtor (conversível)	741.529	7.236.360	2186	Natural / gas lift
9-SRR-5-RJS		741.697	7.237.146	2185	
SRR-P11	Produtor	738.445	7.238.328	2142	
SRR-P13		738.779	7.237.610	2186	
SRR-I2	Injetor de Água	740.731	7.236.980	2186	
SRR-I4		739.273	7.238.160	2161	
SRR-I8	Injetor de Água e Gás (WAG)	742.414	7.237.250	2187	
SRR-I12		738.506	7.236.610	2203	
SRR-I15		742.086	7.234.830	2225	
SRR-P14		740.915	7.235.480	2196	
SRR-P15	Produtor	738.708	7.239.080	2110	Natural / gas lift
SRR-P17		741.624	7.235.930	2187	
SRR-I9	Injetor de Água	740.089	7.235.740	2183	
SRR-I10		739.300	7.236.490	2196	
SRR-P10		Produtor	740.124	7.237.919	2177

II.2.1.5.1.6 DP de Sépia 2

O projeto de Desenvolvimento da Produção de Sépia 2 será composto por 11 poços, sendo:

- seis poços produtores;
- cinco poços injetores WAG;

A **Tabela II.2.1.5.1.3-1** apresenta a localização e as características gerais dos poços.

Tabela II.2.1.5.1.6-1 - Localização e características gerais dos poços do DP de Sépia 2.

POÇO	TIPO DE POÇO	COORDENADAS UTM SIRGAS 2000 FUSO 23		LDA (m)	Elevação
		LESTE	NORTE		
P10		750.375	7.209.575	2146	
P11		750.775	7.210.456	2155	
P12	Produtor	751.100	7.211.400	2166	Gas lift
P13		749.925	7.207.150	2135	
P14		751.320	7.208.991	2139	
P15		752.225	7.210.855	2153	
I10		751.100	7.207.500	2135	
I11	Injetor de Água e Gás (WAG)	752.550	7.208.860	2141	
I12		752.970	7.210.230	2040	
I13		752928,5	7.211.737	2163	
I14		752.300	7.212.700	2177	

II.2.1.5.1.7 DP de Atapu 2

O projeto de Desenvolvimento da Produção de Atapu 2 será composto por 11 poços, sendo:

- Seis poços produtores, dos quais um é conversível a injetor de água e um é conversível a injetor WAG;
- Quatro poços injetores de água
- Um poço injetor de água e gás (WAG) que é conversível a produtor.

A **Tabela II.2.1.5.1.3-1** apresenta a localização e as características gerais dos poços.

Tabela II.2.1.5.1.7-1 - Localização e características gerais dos poços do DP de Atapu 2.

POÇO	TIPO DE POÇO	COORDENADAS UTM SIRGAS 2000 FUSO 23			LDA (m)	ASSENTAMENTO DE SAPATAS (m) / FASE (Fn)					INCLINAÇÃO (GRAUS)	ELEVAÇÃO
		LESTE	NORTE			REV. 36" OU 30"	REV. 22" OU 20"	LINER 18"	REV. 14" X 13 5/8" OU 20" X 13 3/8"	REV. 10 3/4" X 9 7/8"		
P22.ATP	Produtor	757.698	7.236.733	2285	---	---	---	---	---	---	---	---
P27.ATP	Produtor/Injetor de Água e Gás (WAG)	761.389	7.232.373	2295	---	---	---	---	---	---	---	---
P40.ATP	Produtor/ Injetor de Água	756.467	7.239.410	2275	---	---	---	---	---	---	---	Na
P44.ATP	Produtor	748.184	7.246.539	2085	---	---	---	---	---	---	---	tural / gas lift---
I31.ATP	Injetor de Água	760.395	7.233.821	2300	---	---	---	---	---	---	---	---
I49.ATP		747.782	7.244.972	2098	---	---	---	---	---	---	---	---
I55.ATP	Injetor de Água e Gás (WAG)/Produtor	762.726	7.230.387	2280	---	---	---	---	---	---	---	---
I57.ATP	Injetor de Água	760.050	7.231.671	2293	---	---	---	---	---	---	---	---
RJS-730	Produtor	760.286	7.232.969	2295	2402	3213	3865	5224	---	---	---	Natural / gas lift
ATP-5	Injetor de Água	758.732	7.233.209	2295	2406	3731	---	5327	---	---	---	---
RJS-711	Produtor	758.601	7.235.335	2266	2377	3289	---	4003	5034	---	---	Natural / gas lift

II.2.1.5.1.8 DP de Mero FR

O projeto de Desenvolvimento da Produção de Mero FR será composto por 2 poços, sendo:

- Um poço produtor;
- Um poço injetor

A **Tabela II.2.1.5.1.3-1** apresenta a localização e as características gerais dos poços.

Tabela II.2.1.5.1.8-1 - Localização e características gerais dos poços do DP de Mero FR.

POÇO	TIPO DE POÇO	COORDENADAS UTM SIRGAS 2000 FUSO 23			ASSENTAMENTO DE SAPATAS (m) / FASE (Fn)					INCLINAÇÃO (GRAUS)	ELEVAÇÃO
		LESTE	NORTE	LDA (M)	REV.	REV.	LINER 18"	REV.	REV.		
					36" OU 30"	22" OU 20"		14" X 13 5/8" OU 20" X 13 3/8"	10 3/4" X 9 7/8"		
LIB2.P4	Produtor	779.717	7.274.320	1982	2103	---	---	3520	5268	0	Natural
9-MRO-9DA-RJS	Injetor (WAG)	781430	7.270.103	2049	2153	3227	---	4199	5541	11	

II.2.1.5.1.9 DP de Sagitário

O projeto de Desenvolvimento da Produção de Sagitário será composto por 16 poços, sendo:

- Nove poços produtores;
- Sete poços injetores

A **Tabela II.2.1.5.1.3-1** apresenta a localização e as características gerais dos poços.

Tabela II.2.1.5.1.9-1 - Localização e características gerais dos poços do DP de Sagitário.

POÇO	TIPO DE POÇO	COORDENADAS UTM SIRGAS 2000 FUSO 23		LDA (m)	Elevação
		LESTE	NORTE		
A.P.SPS98		583694.00	7215426.59	1872	
A.P02		583351.00	7213027.03	1861	
A.P03		584373.00	7218898.13	1842	
A.P04		584469.00	7217607.69	1851	
A.P05	Produtor	584136.00	7210083.71	1859	Gas lift
A.P06		583893.00	7208725.67	1861	
A.P07		582171.00	7216732.46	1860	
A.P08		581919.00	7213538.52	1857	
A.P09		582557.00	7209735.49	1858	
A.IA01		584737.00	7214097.76	1880	
A.IA02		582918.00	7218299.25	1847	
A.IA03		585003.00	7209484.00	1861	
A.IA04	Injetor	585867.00	7218467.69	1834	
A.IA05		585326.00	7216237.98	1860	
A.IA06		581082.00	7215371.94	1842	
A.IA07		582585.00	7211663.04	1859	

II.2.1.5.1.10 DP de Uirapuru 1

- O projeto de Desenvolvimento da Produção de Uirapuru 1 será composto por 15 poços, sendo: Nove poços produtores; Seis poços injetores

A **Tabela II.2.1.5.1.3-1** apresenta a localização e as características gerais dos poços.

Tabela II.2.1.5.1.10-1 - Localização e características gerais dos poços do DP de Uirapuru 1.

POÇO	TIPO DE POÇO	COORDENADAS UTM SIRGAS 2000 FUSO 23		LDA (m)	ELEVAÇÃO
		LESTE	NORTE		
A_IG_1	Injetor de água	620016	7225884	1970.55	
A_IA_3		620611	7229593	1874.19	
A_IG_4		619322	7223611	1955.47	
A_IA_5		616520	7221018	2027.76	
A_IG_6		623528	7228231	1948.43	
A_IA_8		618167	7225168	1944.04	
A_P_1	Produtor	618895	7226797	1949.89	
A_P_2		620089	7222599	1998.09	
A_P_3		617830	7222009	1947.86	
A_P_4		622474	7229354	1893.55	
A_P_5		619776	7228574	1897.38	Gas Lift
A_P_6		619759	7230411	1864.47	
AD2		623550	7215728	1959.26	
AID2		623388	7217844	2027.93	
AD1		612304	7220559	2070.65	

II.2.1.5.1.11 DP de Aram 1

O projeto de Desenvolvimento da Produção de Aram 1 será composto por 10 poços, sendo:

- Dez poços produtores sendo que três são conversíveis a injetores;

A **Tabela II.2.1.5.1.3-1** apresenta a localização e as características gerais dos poços.

Tabela II.2.1.5.1.11-1 - Localização e características gerais dos poços do DP de Aram 1.

POÇO	TIPO DE POÇO	COORDENADAS UTM SIRGAS 2000 FUSO 23		LDA (m)	Elevação
		LESTE	NORTE		
A.P01		550321.54	7195788.93	1774.19	
A.P02	Produtor	546482.51	7189370.06	1754.06	
A.P03		545517.21	7191894.67	1741.59	
A.P04	Produtor -> Injetor Gás	543527.16	7190017.61	1722.13	
A.P05	Produtor	542580.05	7188339.49	1721.77	Natural
A.P06	Produtor -> Injetor Gás	547281.31	7193703.42	1730.35	
A.P07		543704.70	7186294.08	1752.03	
A.P08	Produtor	548707.58	7192426.36	1739.80	
A.P09	Produtor -> Injetor Gás	542137.12	7183571.14	1762.60	
A.P10	Produtor	539597.38	7185119.29	1714.43	

II.2.1.5.1.12 DP de Três Marias

O projeto de Desenvolvimento da Produção de Três Marias será composto por 17 poços, sendo:

- Nove poços produtores;
- Oito poços injetores WAG

A **Tabela II.2.1.5.1.3-1** apresenta a localização e as características gerais dos poços.

Tabela II.2.1.5.1.12-1 - Localização e características gerais dos poços do DP de Três Marias.

POÇO	TIPO DE POÇO	COORDENADAS UTM SIRGAS 2000 FUSO 23		LDA (m)	Elevação
		LESTE	NORTE		
TEMISTO-N		797583.00	7233650.00	2239	
TN-P1	Produtor	797504.00	7236910.00	2261.	Natural
TN-P2		797736.00	7232890.00	2245	
TN-P3		798286.00	7235480.00	2249	
TN-I1		797431.00	7235990.00	2249	
TN-I2	Injetor (WAG)	796994.00	7232470.00	2237	
TN-I4		797478.00	7234560.00	2237	
TEMISTO_S		795237.00	7222450.00	2184	
TS-P1	Produtor	794362.00	7221050.00	2171	Natural
TS-P2		794202.00	7224360.00	2215	
TS-P3		795639.00	7216940.00	2176	
TS-P4		794855.00	7223280.00	2181	
TS-I1	Injetor (WAG)	795504.00	7224320.00	2192	
TS-I3		794292.00	7222420.00	2175	
TS-I4		795865.00	7220640.00	2180	
TS-I5		792912.00	7219910.00	2167	
TS-I6		794662.00	7218290.00	2181	

II.2.1.5.1.13 DP de Revit de Tupi 1

O projeto de Desenvolvimento da Produção de Revit de Tupi 1 será composto por 26 poços, sendo:

- Treze poços produtores de óleo;
- Um poço injetor de água;
- Doze poços injetores WAG.

A **Tabela II.2.1.5.1.3-1** apresenta a localização e as características gerais dos poços.

Tabela II.2.1.5.1.13-1 - Localização e características gerais dos poços do DP de Revit de Tupi 1.

POÇO	TIPO DE POÇO	COORDENADAS UTM SIRGAS 2000 FUSO 23		ELEVAÇÃO
		LESTE	NORTE	
LE-LA-P1		729288	7181200	2130
LE-LA-P2		728632	7179960	2135
LL-80DB		727585	7178346	2145
LE-LNE-P5		731468	7186068	2130
LL-22D		732976	7187213	2135
LNE-P14		733926	7187781	2110
LNW-P1	Produtor de Óleo	735708	7191550	2110
LE-LA-P3		729858	7183970	2120
LNE-P7		731276	7186034	2130
LC-P2		726590	7175870	2145
RJS-660		720474	7172807	2150
LL-7		726372	7174537	2130
LL-95D		725166	7169836	2145
LE-LNE-I7	Injetor de Água	735514	7190280	2110
LE-LC-I3		727780	7175310	2145
LE-LA-I3		728708	7183080	2120
LE-LC-I5		727634	7173080	2130
LE-LC-I4		729529	7178770	2150
LL-9		720456	7175284	2130
LC-I2	Injetor de Água e Gás (WAG)	728115	7176585	2150
LL-94D		727582	7180848	2125
LL-5		727226	7179898	2125
LL-89		725179	7172671	2150
LL-78D		724435	7170253	2145
LL-1D		728241	7187667	2115
LL-11		730095	7187598	2120

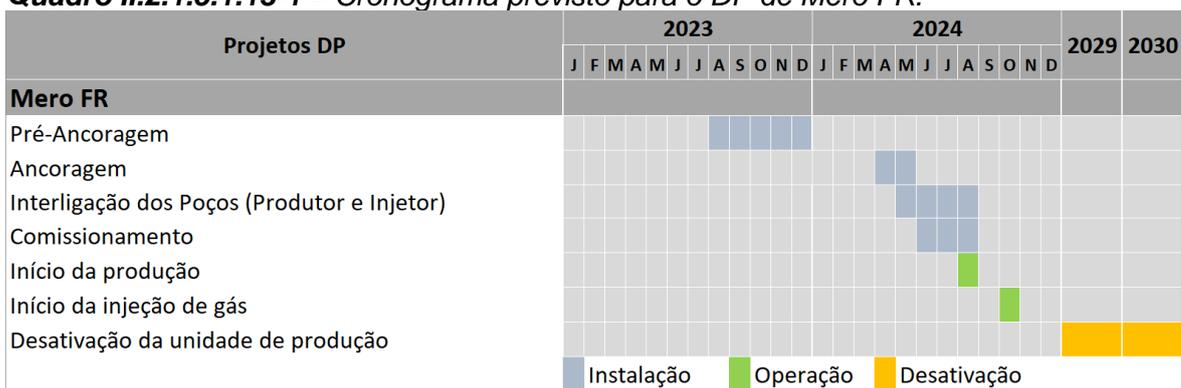
II.2.1.6 Cronograma Preliminar

São apresentados os cronogramas das atividades dos Empreendimentos do Projeto Etapa 4 do **Quadro II.2.1.5.1.13-1** ao **Quadro II.2.1.5.1.13-13**. A **Tabela II.2.1.5.1.13-1** resume os marcos de primeira instalação e primeiro óleo de cada projeto.

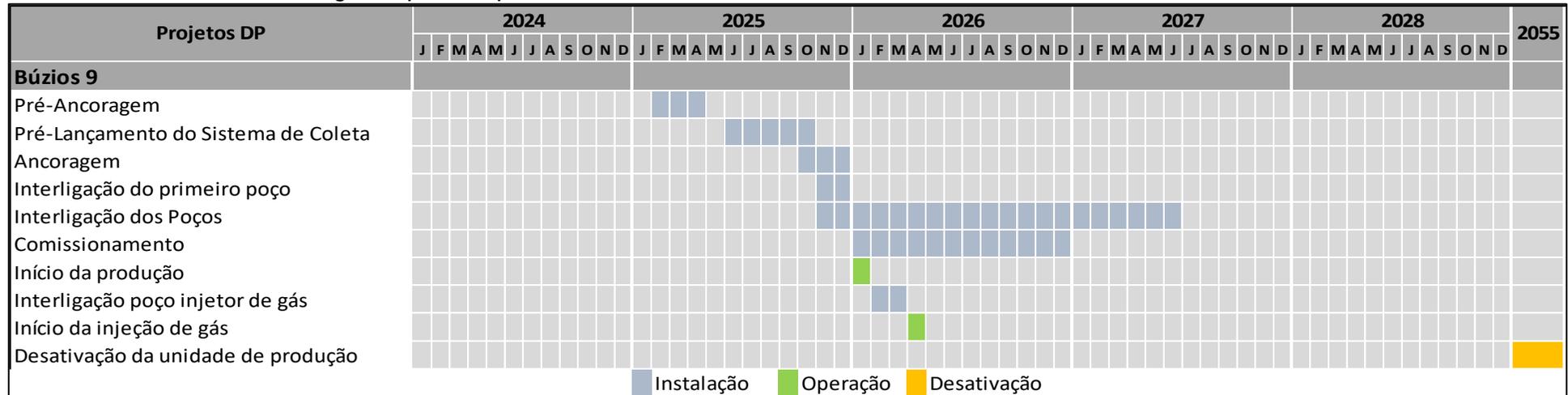
Tabela II.2.1.5.1.13-1 – Principais marcos do cronograma de cada projeto.

PROJETO	1ª INSTALAÇÃO	1º ÓLEO
DP de Búzios 9	Fev/2025	Jan/2026
DP de Búzios 10	Jun/2025	Abril/2026
DP de Búzios 11	Mar/2026	Mai/2027
DP de Búzios 12	Set/2026	Nov/2027
Projeto Piloto de Sururu Central	Jan/2026	Jan/2027
DP de Sépia 2	Set/2026	Set/2027
DP de Atapu 2	Set/2026	Set/2027
DP de Mero FR	Ago/2023	Ago/2024
DP de Uirapuru 1	Out/2029	Set/2030
DP de Três Marias	Nov/2027	Nov/2028
DP de Sagitário	Jan/2026	Jan/2027
DP de Aram 1	Mar/2027	Fev/2028
DP de Revitalização de Tupi 1	Dez/2026	Dez/2027

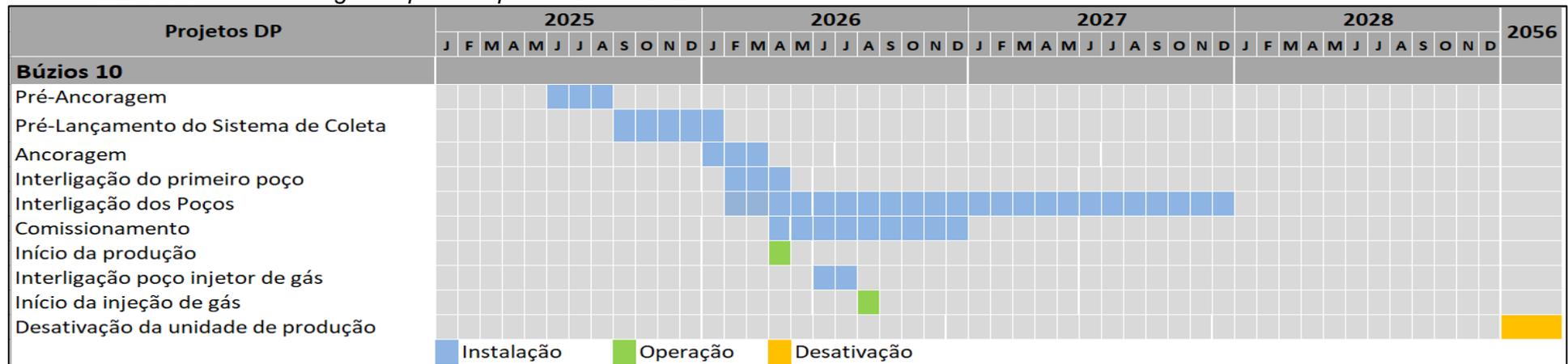
Quadro II.2.1.5.1.13-1 – Cronograma previsto para o DP de Mero FR.



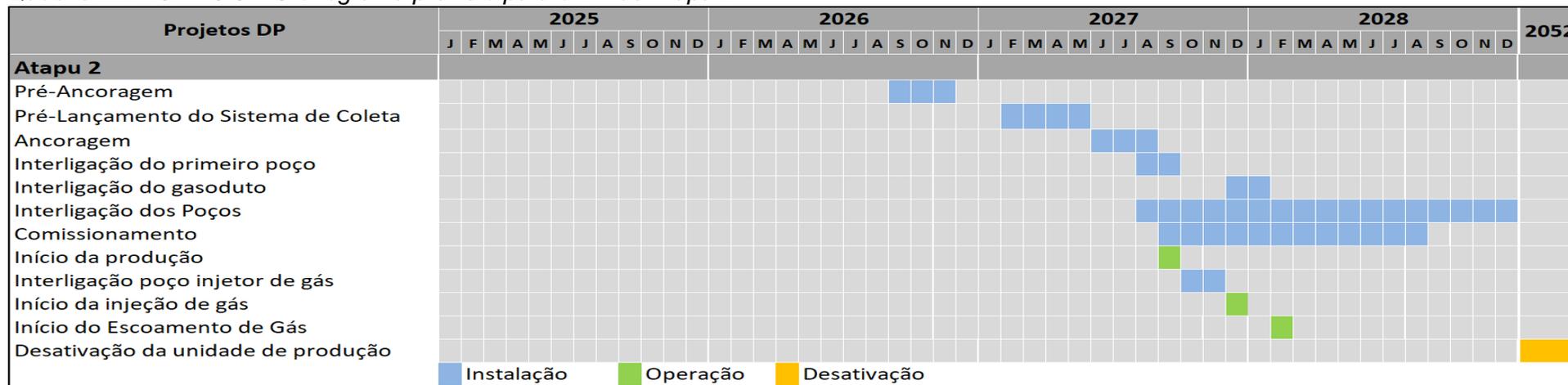
Quadro II.2.1.5.1.13-2 – Cronograma previsto para o DP de Búzios 9.



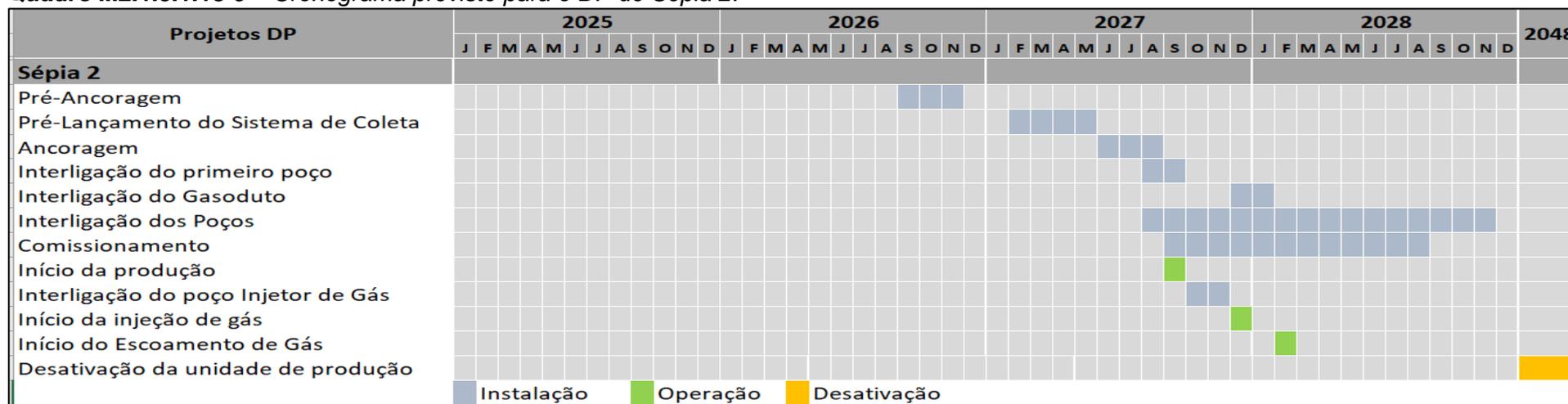
Quadro II.2.1.5.1.13-3 – Cronograma previsto para o DP de Búzios 10.



Quadro II.2.1.5.1.13-8 – Cronograma previsto para o DP de Atapu 2.



Quadro II.2.1.5.1.13-9 – Cronograma previsto para o DP de Sépia 2.



II.2.1.7 Curva Prevista para a Produção de Óleo, Gás e Água

II.2.1.7.1 Projetos de DP

As curvas de produção dos projetos de DP do Etapa 4 estão apresentadas da Tabela II.2.1.5.1.13-1 à Tabela II.2.1.5.1.13-7.

Tabela II.2.1.5.1.13-1 – Curva de Produção de óleo, gás e água produzida – DP de Mero FR

ANO	MERO FR		
	ÓLEO (m ³ /d)	GÁS (m ³ /d)	ÁGUA (m ³ /d)
2020	---	---	---
2021	---	---	---
2022	---	---	---
2023	---	---	---
2024	5.627,35	1.276,33	0,11
2025	7.024,00	1.594,79	0,22
2026	6.802,22	1.564,02	0,26
2027	6.724,00	1.623,47	0,23
2028	6.477,76	1.737,60	0,18
2029	4.147,40	1.216,36	0,09
2030	---	---	---

Tabela II.2.1.5.1.13-2 – Curva de Produção de óleo, gás e água produzida - DPs de Búzios 9 e 10.

ANO	BUZIOS 9			BUZIOS 10		
	ÓLEO m³/d	GÁS m³/d	ÁGUA m³/d	ÓLEO m³/d	GÁS m³/d	ÁGUA m³/d
2020	---	---	---	---	---	---
2021	---	---	---	---	---	---
2022	---	---	---	---	---	---
2023	---	---	---	---	---	---
2024	---	---	---	---	---	---
2025	---	---	---	---	---	---
2026	5.179,27	1.209.977,07	0,01	635,87	148.550,72	21,77
2027	30.449,58	7.126.983,14	365,03	18.512,92	4.933.070,51	1.893,87
2028	30.283,05	7.798.076,36	2.391,98	31.340,91	8.728.500,28	4.140,30
2029	22.164,49	6.626.098,30	4.845,10	25.491,51	10.576.155,82	6.855,40
2030	20.997,02	6.593.792,81	8.680,30	23.110,70	10.348.485,66	11.334,15
2031	19.392,51	6.793.731,27	12.191,32	20.804,38	10.034.907,43	14.329,48
2032	16.664,43	6.980.351,35	13.816,80	18.829,51	9.399.755,59	16.918,17
2033	14.497,38	7.436.729,45	15.501,21	16.206,42	8.978.686,86	19.093,76
2034	13.318,19	8.003.183,86	17.006,67	14.325,79	7.648.539,17	17.836,82
2035	11.782,89	8.174.015,41	17.474,33	12.011,02	7.121.468,32	18.960,21
2036	11.040,75	8.476.914,70	19.594,35	9.328,04	5.826.241,25	17.891,20
2037	11.291,42	9.278.510,27	22.019,84	8.488,16	5.166.989,51	18.851,93
2038	10.890,20	9.950.615,37	23.935,46	8.205,86	5.054.655,39	20.376,49
2039	10.402,87	10.582.459,33	26.723,58	6.590,03	4.030.597,17	18.587,70
2040	9.459,81	10.599.385,25	27.518,70	5.699,52	3.426.891,22	17.826,18
2041	8.357,68	10.128.125,00	27.103,25	5.081,98	3.002.514,98	18.056,66
2042	7.850,00	10.001.605,31	29.230,07	4.513,74	2.646.179,37	18.169,73
2043	7.241,10	9.748.886,99	30.162,89	4.316,87	2.458.294,09	18.890,67
2044	6.567,84	9.371.328,55	29.622,44	4.901,68	2.729.604,25	22.030,03
2045	6.394,50	9.646.115,15	31.387,52	4.046,49	2.263.195,63	18.991,70
2046	6.007,34	9.477.365,15	31.773,07	4.602,14	2.556.164,38	22.167,08
2047	5.336,04	8.513.645,12	28.823,72	3.956,38	2.119.360,02	19.782,36
2048	4.930,35	7.560.706,97	29.134,35	3.495,62	1.773.960,47	18.165,79
2049	4.539,53	6.927.247,43	29.932,53	3.040,62	1.411.076,63	16.104,92
2050	3.727,78	5.534.246,58	24.483,86	2.852,14	1.266.812,93	15.286,00
2051	3.706,53	5.411.536,82	25.965,71	2.651,39	1.118.514,55	14.178,25
2052	3.549,52	5.097.741,63	26.542,01	2.794,95	1.160.721,91	15.689,76
2053	3.566,25	5.213.270,55	28.528,30	---	---	---
2054	3.684,25	5.446.789,38	32.580,39	---	---	---
2055	3.553,36	5.257.191,78	32.821,88	---	---	---
2056	---	---	---	---	---	---
2057	---	---	---	---	---	---
2058	---	---	---	---	---	---
2059	---	---	---	---	---	---
2060	---	---	---	---	---	---

Tabela II.2.1.5.1.13-3 – Curva de Produção de óleo, gás e água produzida - DPs de Búzios 11 e 12.

ANO	BUZIOS 11			BUZIOS 12		
	ÓLEO m³/d	GÁS m³/d	ÁGUA m³/d	ÓLEO m³/d	GÁS m³/d	ÁGUA m³/d
2020	---	---	---	---	---	---
2021	---	---	---	---	---	---
2022	---	---	---	---	---	---
2023	---	---	---	---	---	---
2024	---	---	---	---	---	---
2025	---	---	---	---	---	---
2026	---	---	---	---	---	---
2027	5.491,18	1.459.664,29	214,13	334,81	78.219,12	2,65
2028	24.880,71	6.637.482,19	2.794,15	12.294,29	3.640.591,84	2.106,29
2029	30.432,21	10.317.225,63	4.507,66	14.681,26	3.626.999,28	6.103,90
2030	26.125,14	10.629.086,85	8.410,27	18.111,51	4.696.018,84	10.882,40
2031	21.876,01	10.606.835,94	11.741,40	14.591,99	4.041.549,39	11.846,17
2032	19.191,91	10.785.105,55	15.605,93	14.020,56	4.152.977,45	13.644,87
2033	16.828,37	10.862.425,09	16.606,91	12.646,02	3.636.769,58	11.796,79
2034	15.137,08	10.799.871,58	18.619,43	10.978,19	3.419.022,90	12.517,18
2035	13.680,43	10.676.423,37	20.721,41	10.655,89	3.880.626,61	14.038,58
2036	11.983,68	10.116.120,22	21.431,77	9.494,47	3.240.466,51	13.952,29
2037	11.085,06	9.774.122,43	24.495,00	8.650,05	3.133.157,64	13.948,11
2038	9.989,45	8.945.002,14	26.156,55	8.620,90	3.646.604,77	16.956,58
2039	9.107,71	8.367.422,95	27.295,57	7.425,25	2.838.005,67	16.588,20
2040	7.995,13	7.664.948,34	27.882,92	6.636,47	2.658.301,85	15.995,10
2041	7.273,93	7.400.599,32	28.678,85	6.444,02	2.970.874,36	17.611,80
2042	6.282,38	6.594.755,99	27.870,63	5.379,81	2.172.137,20	16.130,29
2043	5.223,82	5.239.565,50	26.703,90	5.022,81	2.117.053,72	15.800,90
2044	5.169,19	5.053.929,73	29.686,80	5.859,29	2.686.245,94	19.376,60
2045	5.067,29	5.126.808,65	29.632,98	5.075,66	2.172.683,01	18.279,90
2046	4.705,29	4.939.426,37	28.957,23	5.083,71	2.268.616,22	19.551,28
2047	4.355,97	4.801.626,71	28.102,14	4.846,92	2.404.853,38	19.053,17
2048	4.193,56	4.725.399,16	28.519,04	4.284,49	1.917.451,12	18.288,23
2049	4.079,69	4.723.020,12	28.887,97	4.473,35	1.995.098,46	20.081,85
2050	4.005,22	4.687.018,41	29.365,97	4.234,46	2.080.099,53	19.424,14
2051	4.053,87	4.469.392,12	29.851,50	3.632,11	1.639.517,34	17.600,24
2052	3.849,66	4.009.690,92	29.343,54	4.194,35	1.862.251,32	21.027,79
2053	1.590,48	1.664.340,75	12.570,89	3.733,26	1.856.597,82	19.052,87
2054	---	---	---	---	---	---
2055	---	---	---	---	---	---
2056	---	---	---	---	---	---
2057	---	---	---	---	---	---
2058	---	---	---	---	---	---
2059	---	---	---	---	---	---
2060	---	---	---	---	---	---

Tabela II.2.1.5.1.13-4 – Curva de Produção de óleo, gás e água produzida - DP de Atapu 2 e Projeto Piloto de Sururu Central.

ANO	ATAPU 2			SURURU CENTRAL		
	ÓLEO m³/d	GÁS m³/d	ÁGUA m³/d	ÓLEO m³/d	GÁS m³/d	ÁGUA m³/d
2020	---	---	---	---	---	---
2021	---	---	---	---	---	---
2022	---	---	---	---	---	---
2023	---	---	---	---	---	---
2024	---	---	---	---	---	---
2025	---	---	---	---	---	---
2026	---	---	---	---	---	---
2027	7.665	2.244.545	166	5.904,88	1.204.410,00	0,41
2028	16.309	4.689.664	359	13.309,98	2.689.204,90	4,89
2029	15.549	4.662.077	821	14.014,44	2.867.501,20	90,36
2030	13.124	4.207.950	1.703	12.893,27	2.878.827,32	605,54
2031	12.622	4.427.911	2.309	12.382,99	2.986.421,77	1.648,82
2032	11.173	4.211.509	2.865	11.257,19	3.027.160,98	2.836,59
2033	9.160	3.524.438	3.148	9.860,65	2.979.587,17	3.593,22
2034	8.434	3.326.684	3.700	8.861,88	3.069.290,45	3.918,86
2035	7.557	3.031.057	4.193	8.139,92	3.180.187,82	4.456,61
2036	6.753	2.725.527	4.517	7.251,87	3.093.096,29	4.553,70
2037	6.393	2.618.148	5.037	6.874,35	3.320.082,41	5.051,64
2038	5.851	2.384.443	5.295	6.178,71	3.322.479,67	5.466,29
2039	5.300	2.158.690	5.381	5.533,66	3.182.373,72	5.685,19
2040	5.142	2.144.347	5.906	5.459,42	3.323.589,05	6.230,79
2041	4.903	2.899.706	6.218	---	---	---
2042	4.449	2.873.170	6.247	---	---	---
2043	4.358	2.954.270	6.886	---	---	---
2044	4.025	2.779.559	7.261	---	---	---
2045	3.576	2.356.796	7.304	---	---	---
2046	3.482	2.197.463	7.857	---	---	---
2047	3.240	1.910.916	8.073	---	---	---
2048	2.903	1.583.455	7.997	---	---	---
2049	2.804	1.445.741	8.578	---	---	---
2050	2.522	1.235.426	8.580	---	---	---
2051	2.228	1.031.025	8.362	---	---	---
2052	2.141	951.493	8.757	---	---	---

Tabela II.2.1.5.1.13-5 – Curva de Produção de óleo, gás e água produzida - DPs de Sagitário e Uirapuru 1

ANO	SAGITÁRIO			UIRAPURU 1		
	ÓLEO m³/d	GÁS m³/d	ÁGUA m³/d	ÓLEO m³/d	GÁS m³/d	ÁGUA m³/d
2020	---	---	---	---	---	---
2021	---	---	---	---	---	---
2022	---	---	---	---	---	---
2023	---	---	---	---	---	---
2024	---	---	---	---	---	---
2025	---	---	---	---	---	---
2026	---	---	---	---	---	---
2027	4.196,00	768.128,00	0,00	---	---	---
2028	23.243,00	4.254.924,00	0,00	---	---	---
2029	26.306,00	4.815.554,00	0,00	---	---	---
2030	21.860,00	4.001.694,00	33,00	7.869,50	2.650.525,00	1,00
2031	18.172,00	3.326.479,00	100,00	26.810,00	9.029.489,00	5,00
2032	16.443,00	3.009.993,00	138,00	26.800,00	9.026.366,00	15,00
2033	15.101,00	2.764.323,00	160,00	26.788,00	9.022.204,00	27,00
2034	13.777,00	2.522.034,00	242,00	26.778,00	9.018.892,00	37,00
2035	12.562,00	2.299.672,00	411,00	26.777,00	9.018.344,00	39,00
2036	11.184,00	2.047.280,00	784,00	26.778,00	9.018.868,00	37,00
2037	9.871,00	1.807.042,00	1.395,00	26.776,00	9.017.990,00	40,00
2038	8.908,00	1.630.702,00	1.975,00	26.726,00	9.001.220,00	89,00
2039	8.086,00	1.480.161,00	2.540,00	26.436,00	8.903.710,00	379,00
2040	7.401,00	1.354.841,00	3.078,00	25.646,00	8.637.580,00	1.169,00
2041	6.714,00	1.229.090,00	3.650,00	24.297,00	8.288.142,00	1.956,00
2042	6.112,00	1.118.851,00	4.194,00	23.070,00	7.889.480,00	1.921,00
2043	5.596,00	1.024.455,00	4.701,00	24.809,00	8.429.453,00	2.007,00
2044	5.123,00	937.739,00	5.185,00	24.101,00	8.419.221,00	2.670,00
2045	4.757,00	870.732,00	5.633,00	22.662,00	8.028.318,00	3.508,00
2046	4.464,00	817.256,00	6.035,00	21.713,00	7.518.172,00	4.383,00
2047	4.232,00	774.679,00	6.387,00	21.000,00	7.179.207,00	5.229,00
2048	4.023,00	736.513,00	6.703,00	20.322,00	6.911.077,00	6.144,00
2049	3.822,00	699.695,00	6.983,00	19.606,00	6.647.549,00	7.161,00
2050	3.637,00	665.821,00	7.243,00	18.651,00	6.286.794,00	8.166,00
2051	3.474,00	635.965,00	7.477,00	17.760,00	5.947.095,00	9.058,00
2052	3.321,00	607.888,00	7.692,00	16.879,00	5.646.597,00	9.935,00
2053	3.174,00	581.037,00	7.893,00	16.064,00	5.396.704,00	10.749,00
2054	3.052,00	558.692,00	8.078,00	15.401,00	5.166.738,00	11.413,00
2055	2.938,00	537.829,00	8.244,00	14.584,00	4.888.405,00	12.231,00
2056	2.828,00	517.745,00	8.398,00			
2057	1.365,00	249.881,00	4.220,00			
2058	---	---	---			
2059	---	---	---			
2060	---	---	---			

Tabela II.2.1.5.1.13-6 – Curva de Produção de óleo, gás e água produzida - DPs de Aram 1 e Três Marias

ANO	ARAM 1			TRÊS MARIAS		
	ÓLEO m³/d	GÁS m³/d	ÁGUA m³/d	ÓLEO m³/d	GÁS m³/d	ÁGUA m³/d
2020	---	---	---	---	---	---
2021	---	---	---	---	---	---
2022	---	---	---	---	---	---
2023	---	---	---	---	---	---
2024	---	---	---	---	---	---
2025	---	---	---	---	---	---
2026	---	---	---	---	---	---
2027	---	---	---	---	---	---
2028	8.391,00	2.826.144,00	0,00	921,35	243.155,70	0,02
2029	18.090,00	6.092.668,00	43,00	15.836,62	4.179.919,00	162,28
2030	20.784,00	7.000.000,00	1.143,00	25.849,64	6.969.516,00	403,39
2031	20.784,00	7.000.000,00	2.451,00	27.130,06	7.593.202,00	775,04
2032	20.784,00	6.999.999,00	3.293,00	26.703,09	7.846.789,00	1.179,03
2033	20.794,00	7.003.251,00	4.014,00	25.145,36	7.946.546,00	2.544,88
2034	20.529,00	6.914.156,00	4.502,00	23.903,57	8.301.209,00	4.122,50
2035	19.792,00	6.665.869,00	5.216,00	22.743,97	9.062.911,00	5.380,62
2036	18.416,00	6.202.515,00	6.595,00	20.765,05	9.298.882,00	6.926,88
2037	17.277,00	5.818.793,00	7.734,00	18.802,25	9.506.186,00	7.505,36
2038	16.515,00	5.562.163,00	8.461,00	17.501,86	9.505.608,00	8.808,43
2039	16.007,00	5.391.276,00	8.958,00	16.051,78	9.507.402,00	10.240,51
2040	15.797,00	5.320.548,00	9.147,00	14.717,59	9.507.909,00	10.139,73
2041	15.879,00	5.351.348,00	9.061,00	13.526,26	9.508.176,00	11.213,28
2042	16.222,00	5.521.147,00	8.720,00	12.375,19	9.508.294,00	11.991,45
2043	16.793,00	6.166.795,00	8.100,00	11.342,47	9.508.858,00	12.958,18
2044	16.859,00	6.958.669,00	7.342,00	10.570,16	9.505.982,00	13.662,39
2045	14.864,00	7.005.083,00	6.303,00	9.774,96	9.506.239,00	13.992,66
2046	13.208,00	6.941.139,00	5.646,00	9.099,91	9.504.602,00	14.725,31
2047	11.537,00	6.877.978,00	4.885,00	8.392,70	9.502.433,00	15.203,55
2048	10.523,00	6.904.677,00	4.818,00	7.722,24	9.501.680,00	15.980,90
2049	9.822,00	6.998.298,00	4.872,00	7.297,17	9.504.848,00	17.181,77
2050	9.050,00	7.009.289,00	4.422,00	6.793,39	9.502.461,00	16.749,04
2051	8.328,00	7.009.872,00	4.174,00	6.192,96	9.500.790,00	17.067,49
2052	7.709,00	7.009.643,00	3.962,00	5.715,84	9.500.835,00	17.698,37
2053	7.122,00	7.011.655,00	3.787,00	5.323,84	9.502.376,00	17.964,66
2054	6.592,00	7.020.387,00	3.670,00			
2055	5.856,00	6.998.431,00	2.464,00			
2056	---	---	---	---	---	---
2057	---	---	---	---	---	---
2058	---	---	---	---	---	---
2059	---	---	---	---	---	---
2060	---	---	---	---	---	---

Tabela II.2.1.5.1.13-7 – Curva de Produção de óleo, gás e água produzida - DPs de Sêpia 2 e Revit de Tupi 1.

ANO	SÉPIA 2			REVIT DE TUPI 1		
	ÓLEO m³/d	GÁS m³/d	ÁGUA m³/d	ÓLEO m³/d	GÁS m³/d	ÁGUA m³/d
2020	---	---	---	---	---	---
2021	---	---	---	---	---	---
2022	---	---	---	---	---	---
2023	---	---	---	---	---	---
2024	---	---	---	---	---	---
2025	---	---	---	---	---	---
2026	---	---	---	---	---	---
2027	3.961,2	780.418,1	33,0	376,71	91.738,24	4,38
2028	15.919,6	3.487.815,1	1.258,8	12.189,42	4.698.350,02	3.248,91
2029	17.851,2	3.990.579,5	1.073,5	18.543,82	9.133.296,77	8.449,31
2030	17.351,2	4.184.253,3	2.269,6	15.492,60	8.424.951,84	11.048,16
2031	15.741,6	3.958.794,9	3.285,5	13.446,31	8.701.818,01	13.634,77
2032	14.261,9	3.688.924,7	3.953,0	10.768,63	7.964.059,30	14.525,49
2033	13.110,4	3.467.701,2	4.358,1	10.364,20	8.026.399,29	15.363,85
2034	12.164,7	3.266.580,2	4.444,8	10.200,07	8.860.921,45	17.472,96
2035	11.691,0	3.162.386,9	4.871,5	8.981,32	7.947.030,18	17.859,13
2036	11.242,9	3.058.957,6	5.378,3	9.185,46	8.928.177,30	17.507,35
2037	10.772,7	2.954.106,9	5.979,9	10.753,25	9.500.235,45	18.851,48
2038	10.283,1	2.845.098,5	6.622,3	10.418,27	9.331.185,79	20.736,44
2039	9.763,8	2.717.079,7	7.336,0	9.842,44	8.827.943,07	21.348,13
2040	9.250,7	2.582.215,9	8.053,4	9.227,93	9.028.966,02	20.831,52
2041	8.701,3	2.446.992,7	6.666,9	8.770,47	8.786.547,52	21.795,36
2042	8.303,7	2.323.009,4	6.714,1	7.904,62	8.340.111,30	21.313,59
2043	7.910,3	2.216.455,3	7.335,1	7.481,84	8.528.413,96	20.334,25
2044	7.520,6	2.125.203,3	7.813,4	7.329,25	8.278.528,43	21.535,31
2045	7.287,9	2.085.573,6	8.110,8	6.754,41	7.793.974,74	21.377,83
2046	6.900,1	1.944.033,6	8.250,3	6.394,80	7.982.577,05	20.184,33
2047	2.867,0	783.966,2	3.608,1	6.261,82	7.843.065,07	20.333,28
2048	---	---	---	5.942,17	7.455.291,58	20.530,76
2049	---	---	---	5.673,29	7.637.949,49	19.503,12
2050	---	---	---	5.539,55	7.529.045,38	19.302,70
2051	---	---	---	5.354,15	7.197.303,08	19.532,62
2052	---	---	---	5.166,75	7.407.722,85	18.980,02
2053	---	---	---	5.003,51	7.303.831,34	18.749,10
2054	---	---	---	4.865,24	6.978.788,53	18.419,31
2055	---	---	---	4.751,71	7.180.736,30	17.539,04
2056	---	---	---	4.604,94	7.086.983,44	17.364,75
2057	---	---	---	4.479,32	6.766.309,93	17.580,14
2058	---	---	---	---	---	---
2059	---	---	---	---	---	---
2060	---	---	---	---	---	---

A produção de óleo, gás e água são ilustradas graficamente da **Figura II.2.1.5.1.13-1 à Figura II.2.1.5.1.13-12**.

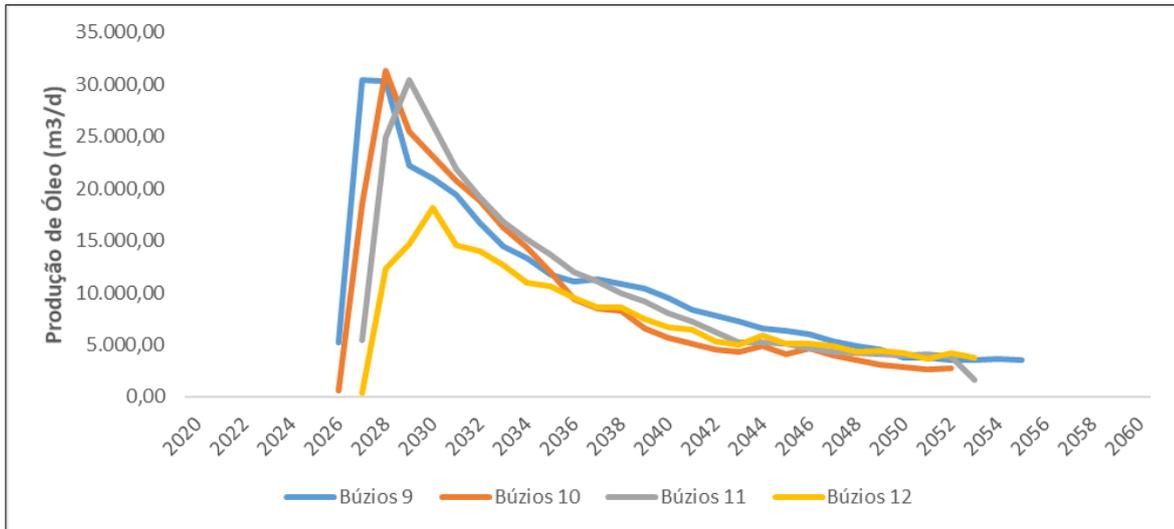


Figura II.2.1.5.1.13-1 – Curva de Produção de Óleo dos DPs de Búzios 9, 10, 11 e 12.

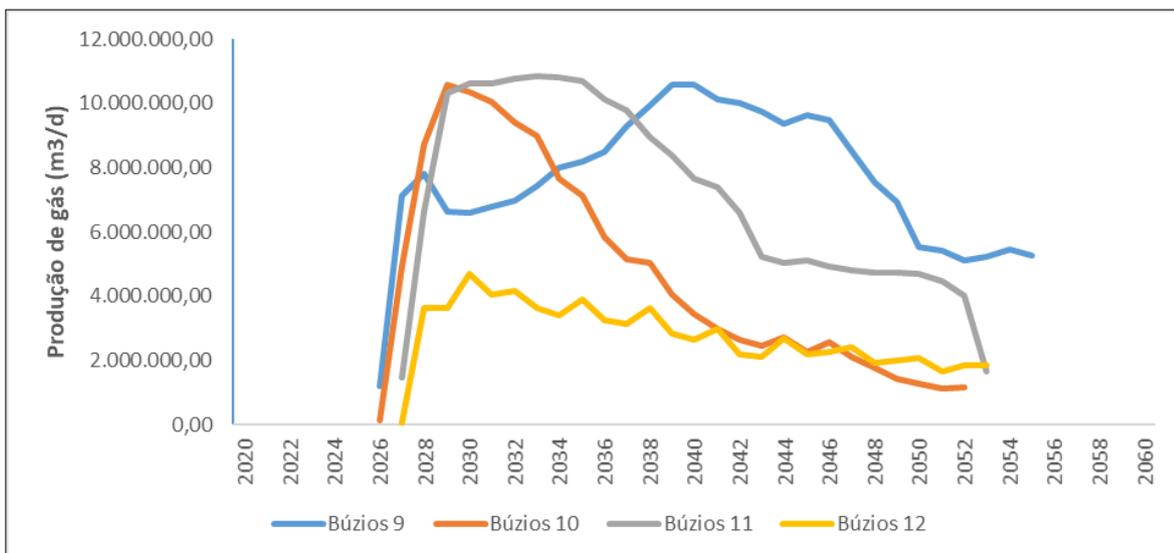


Figura II.2.1.5.1.13-2 – Curvas de Produção de Gás dos DPs de Búzios 9, 10, 11 e 12.

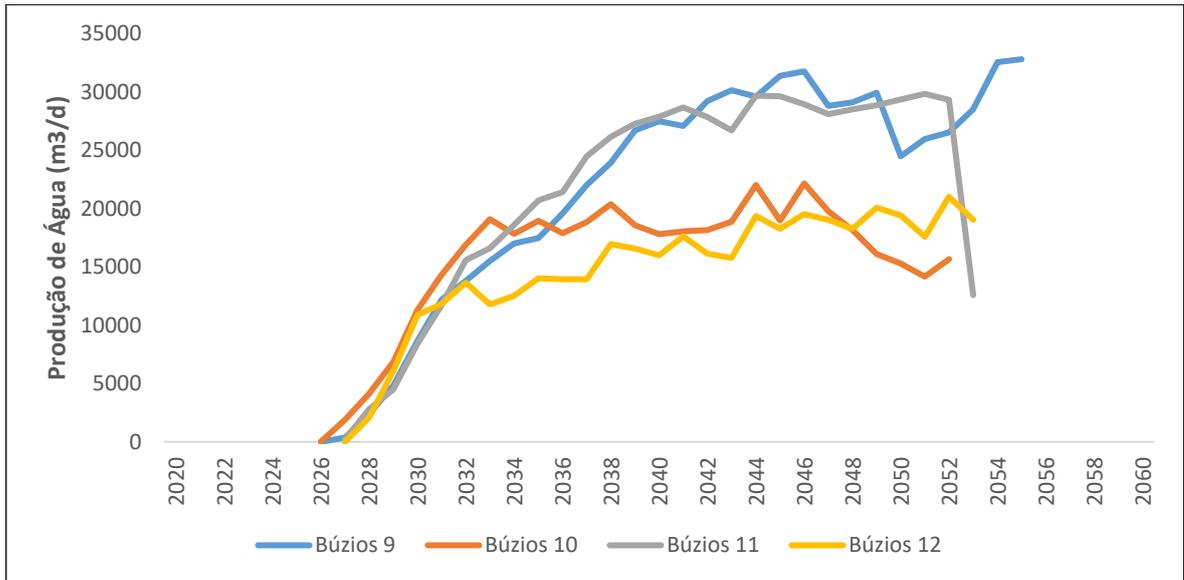


Figura II.2.1.5.1.13-3 – Curvas de Produção de Água dos DP's de Búzios 9, 10, 11 e 12

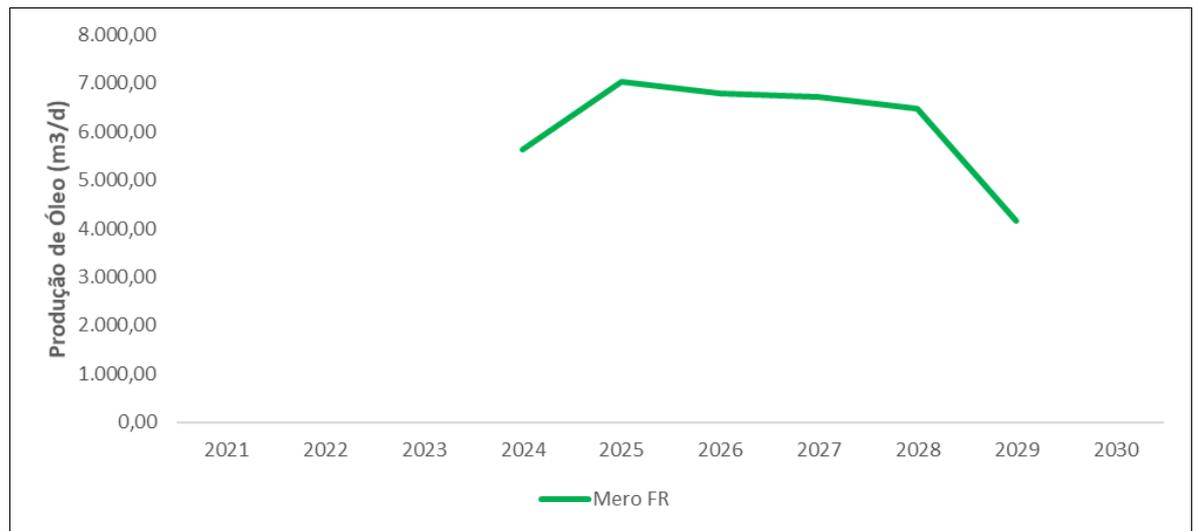


Figura II.2.1.5.1.13-4 – Curva de Produção de Óleo do DP de Mero FR.

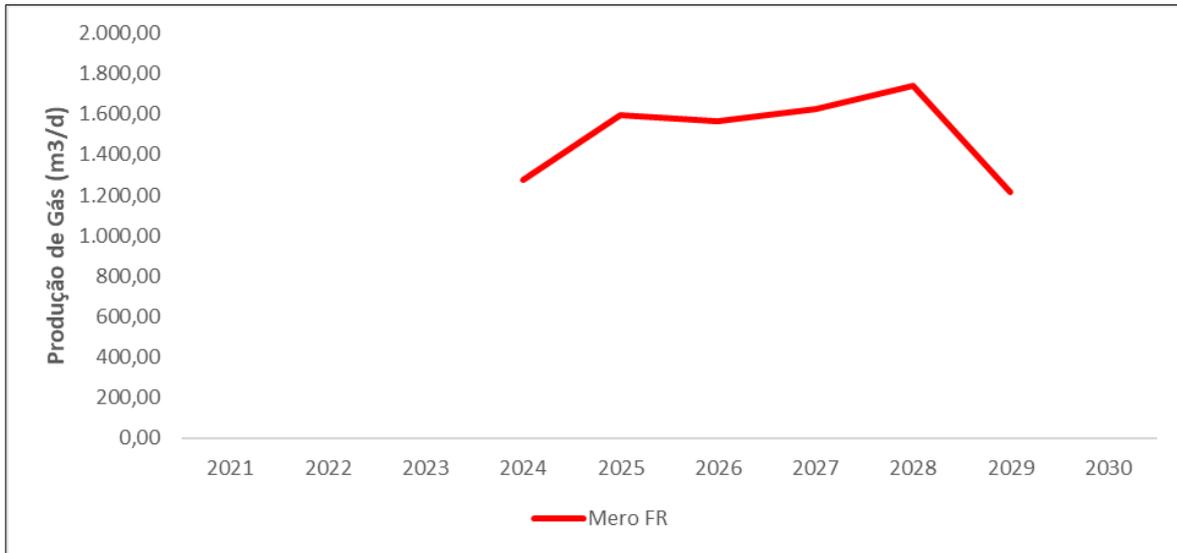


Figura II.2.1.5.1.13-5 – Curva de Produção de Gás do DP de Mero FR.

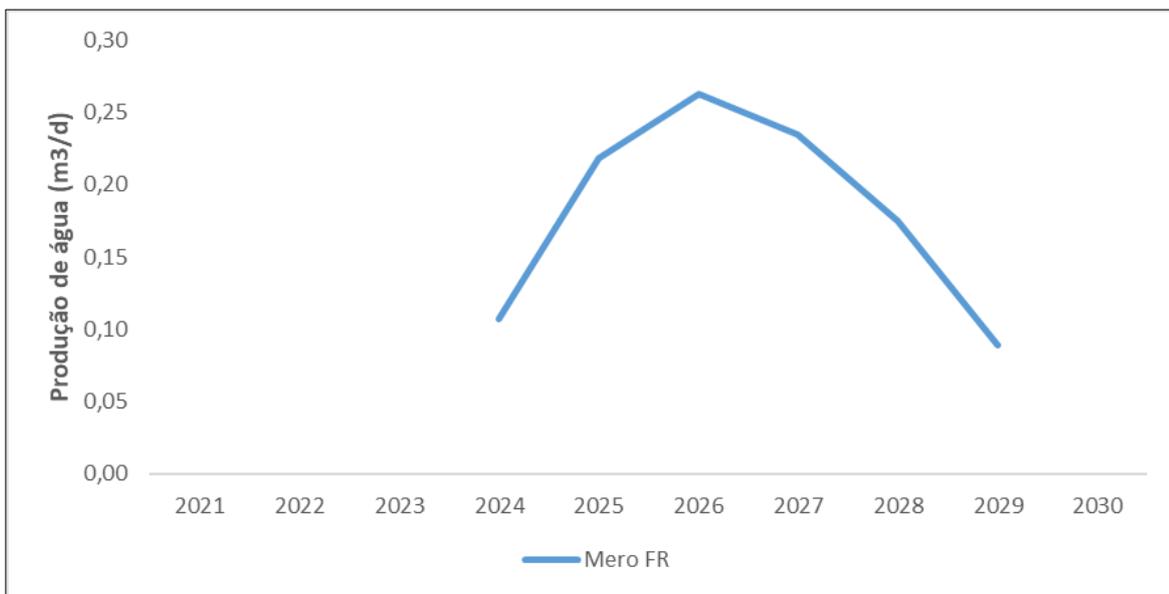


Figura II.2.1.5.1.13-6 – Curva de Produção de Água do DP de Mero FR.

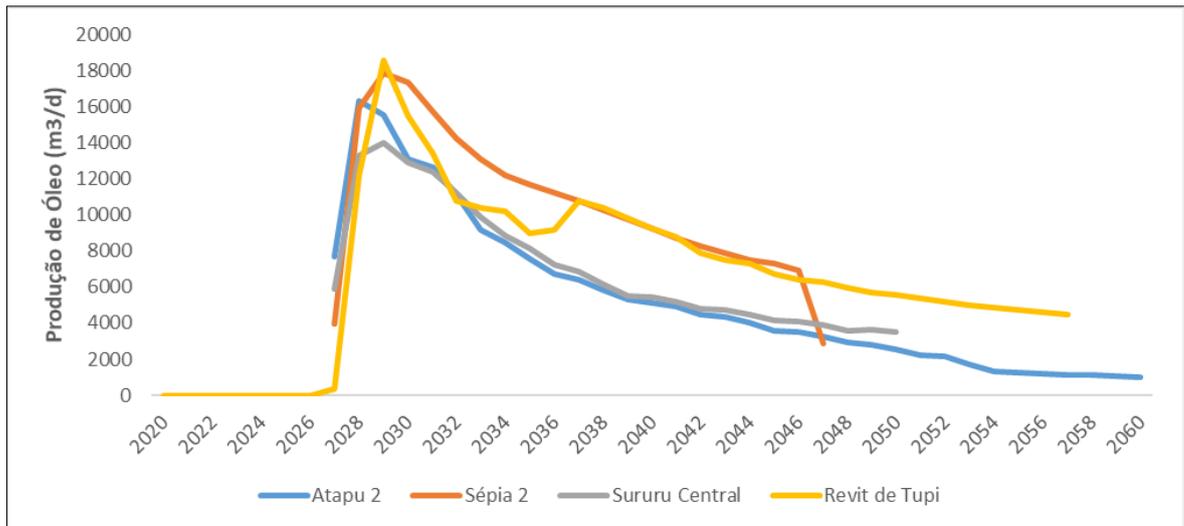


Figura II.2.1.5.1.13-7 – Curvas de Produção de Óleo dos DPs de Atapu 2, Sépia 2, Piloto de Sururu Central e Revit de Tupi 1.

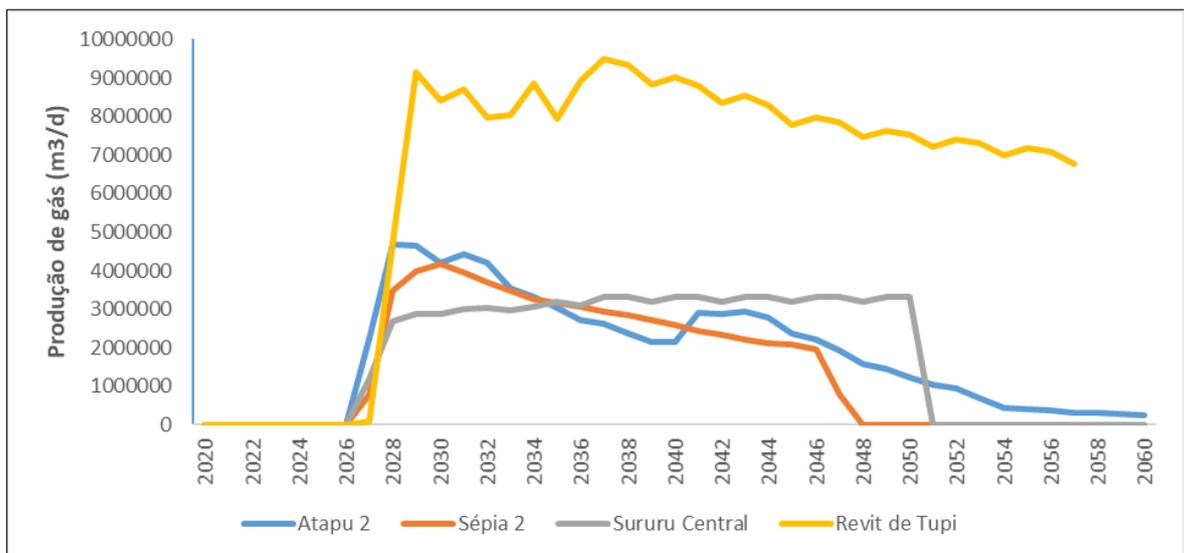


Figura II.2.1.5.1.13-8 – Curvas de Produção de Gás dos DPs de Atapu 2, Sépia 2, Piloto de Sururu Central e Revit de Tupi 1.

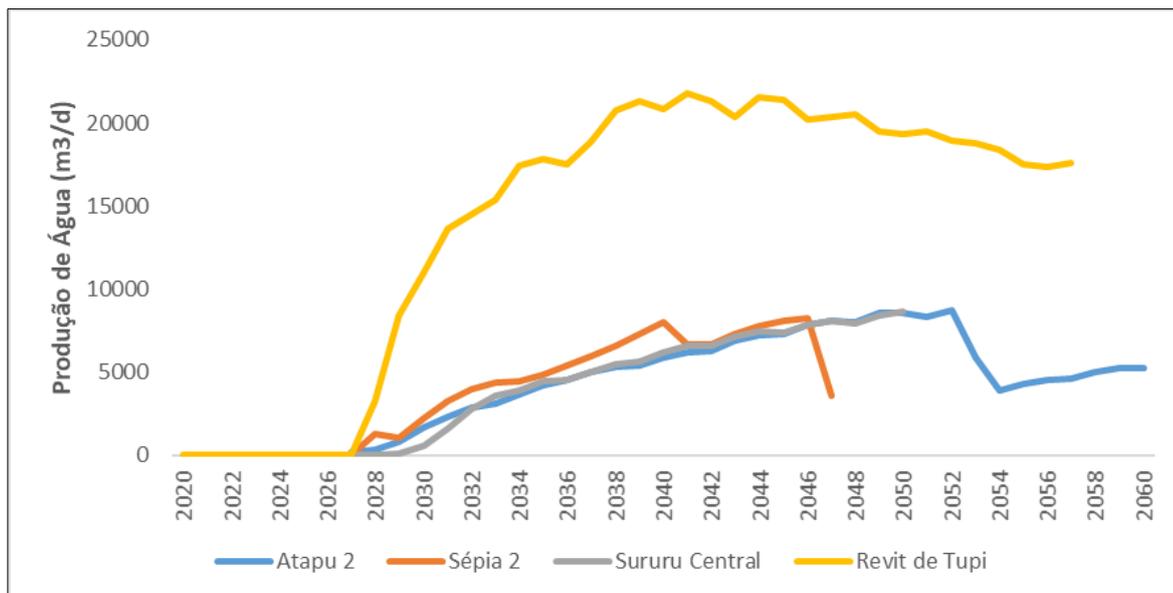


Figura II.2.1.5.1.13-9 – Curvas de Produção de Água dos DPs de Atapu 2, Sépia 2, Piloto de Sururu Central e Revit de Tupi 1.

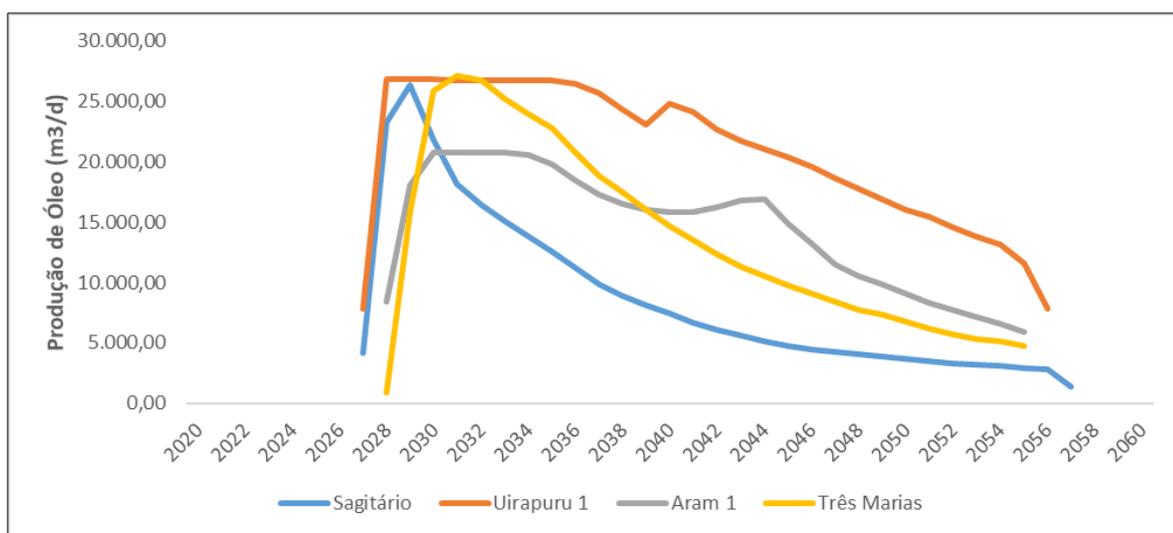


Figura II.2.1.5.1.13-10 – Curvas de Produção de Óleo dos DPs de Sagitário, Uirapuru 1, Aram 1 e Três Marias.

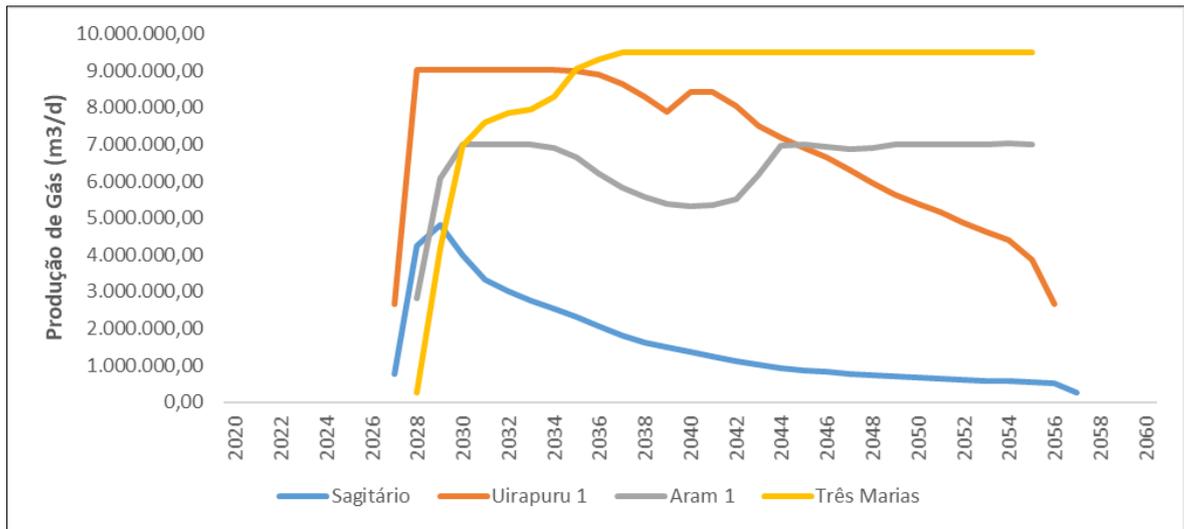


Figura II.2.1.5.1.13-11 – Curvas de Produção de Gás dos DPs de Sagitário, Uirapuru 1, Aram 1 e Três Marias.

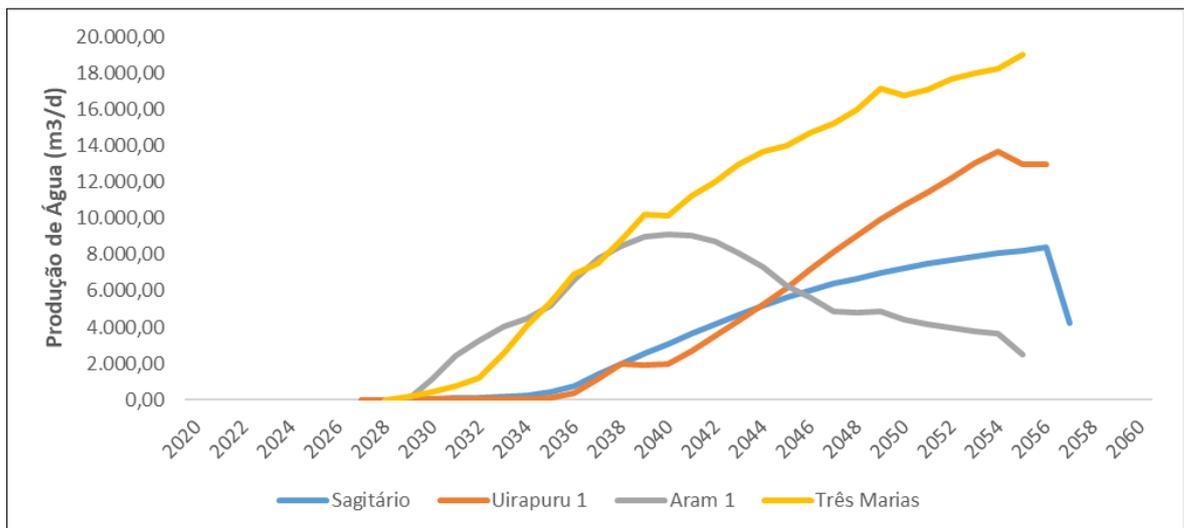


Figura II.2.1.5.1.13-12 – Curvas de Produção de Água dos DPs de Sagitário, Uirapuru 1, Aram 1 e Três Marias.

II.2.1.8 Contribuição da Atividade para o Setor Industrial Petrolífero

De acordo com a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a produção nacional de petróleo em 2019 foi de 161.750.403 m³, com uma média de 443.218 m³/d, ou de 2.787 mil bpd. A produção de petróleo da

PETROBRAS no Brasil em 2019 foi de 2.598 mil bpd (413,049 m³/dia), o que representou 93,2% da produção total.

A produção nacional de gás natural no mesmo período foi de 44.724.232 m³, com uma média de 122.486 m³/d, e a produção da PETROBRAS no Brasil, de 116.538 mil m³/d de gás natural, o que representou 95,1% do total.

A **Tabela II.2.1.5.1.13-1** apresenta a produção nacional de 2019 estratificada por bacia sedimentar, com indicação do percentual da produção da PETROBRAS correspondente a cada bacia.

Tabela II.2.1.5.1.13-1 – Produção da PETROBRAS em relação à produção nacional por Bacia Sedimentar no ano de 2019.

	PRODUÇÃO NACIONAL DE PETRÓLEO				PRODUÇÃO PETRÓLEO PETROBRAS	GÁS (Mm3/d)		PRODUÇÃO GÁS NATURAL PETROBRAS
	bpd		m3/d			TOTAL	PETROBRAS	
	TOTAL	PETROBRAS	TOTAL	PETROBRAS				
Alagoas	2.671,17	2.347,54	424,68	373,23	87,9%	862,60	856,99	99,3%
Barreirinha	0,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-
Camamu	300,48	299,69	47,77	47,65	99,7%	3.631,65	3.631,65	100%
Campos	1.054.612,5	916.879,94	1.676.670,0	145.772,28	86,9%	19.654,3	18.806,28	95,7%
Ceará	4.213,92	4.213,92	669,96	669,96	100%	76,96	76,96	100%
Espírito Santo	19.262,62	19.241,45	3.062,51	3.059,15	99,9%	855,22	855,16	100%
Parnaíba	53,58	0,00	8,52	0,00	0,0%	3.798,23	0,00	0,00%
Potiguar	39.006,31	35.364,68	6.201,51	5.622,54	90,7%	932,13	867,18	93,0%
Recôncavo	27.819,35	24.761,33	4.442,92	3.936,74	89,0%	2.049,19	1.900,10	92,7%
Santos	1.606.084,4	1.561.853,72	255.347,05	248.314,93	97,2%	73.564,9	72.496,25	98,5%
Sergipe	14.727,05	14.236,18	2.341,41	2.263,37	96,7%	1.768,84	1.760,68	99,5%
Solimões	18.672,05	18.672,05	2.968,62	2.968,62	100%	15.261,4	15.261,40	100%
Tucano Sul	1,24	1,24	0,20	0,20	100%	29,96	25,71	85,8%

Especificamente na Bacia de Santos, local onde se instalará o presente projeto, a produção da PETROBRAS em 2019 correspondeu a 97,2% do total de petróleo produzido na bacia e 98,5% do total de gás natural produzido na bacia.

A contribuição de cada unidade de produção na Bacia de Santos em 2019 encontra-se na **Tabela II.2.1.5.1.13-2**.

Tabela II.2.1.5.1.13-2 – Produção da PETROBRAS em cada unidade de produção da Bacia de Santos no ano de 2019.

OPERADOR	PRODUÇÃO DE PETRÓLEO		PRODUÇÃO DE GÁS	
	bpd	m ³ /d	Mm ³ /d	
FPSO CIDADE DE ANGRA DOS REIS	69.003,83	10.970,73	3.319,28	
FPSO CIDADE DE ILHA BELA	25.313,71	4.024,56	942,20	
FPSO CIDADE DE ITAGUAÍ	137.494,00	21.859,80	5.752,49	
FPSO CIDADE DE ITAJAÍ	128.882,39	20.490,66	6.524,27	
FPSO CIDADE DE MANGARATIBA	18.967,05	3.015,52	134,77	
FPSO CIDADE DE MARICÁ	122.916,64	19.542,19	6.581,77	
FPSO CIDADE DE PARATY	143.427,65	22.803,18	5.055,51	
FPSO CIDADE DE SANTOS	109.601,57	17.425,26	4.259,49	
FPSO CIDADE DE SÃO PAULO	6.822,83	1.084,74	1.463,57	
FPSO CIDADE DE SAQUAREMA	107.399,06	17.075,09	4.550,95	
FPSO PIONEIRO DE LIBRA	Petrobras	139.362,74	22.156,91	5.709,69
Petrobras 66		35.963,12	5.717,68	2.448,37
Petrobras 67		135.604,24	21.559,35	5.378,55
Petrobras 68		55.807,24	8.872,64	1.783,84
Petrobras 69		28.097,08	4.467,08	329,73
Petrobras 74		94.364,99	15.002,84	3.287,45
Petrobras 75		99.464,65	15.813,62	3.886,41
Petrobras 76		71.179,34	11.316,61	2.536,53
Petrobras 77		54.720,04	8.699,79	2.177,44
PLATAFORMA DE MERLUZA		37.467,49	5.956,86	1.778,79
Plataforma de Mexilhão		23.564,92	3.746,53	6.607,85
Petrojarl 1	Queiroz Galvão	4.080,01	648,67	26,52
FPSO Cidade de Caraguatatuba	Total E&P do Brasil	25.313,71	4.024,56	942,20

Considerando-se a produção média dos empreendimentos do Projeto Etapa 4, ou seja, a média das produções anualizadas para cada ano de atividade do projeto, as novas atividades contribuirão para um acréscimo na produção de petróleo de 788 mil bpd e 28 milhões m³/d de gás natural³, o que corresponde, respectivamente, a aproximadamente 28% da produção atual de petróleo e 23% da produção atual de gás natural no Brasil.

³ Considerando que as unidades de Mero FR, Búzios 9 a 12, Três Marias e Piloto de Sururu Central reinjetarão todo o gás produzido e considerando a produção de gás natural disponível para o mercado (máximo de 90% do volume de gás produzido)

A **Tabela II.2.1.5.1.13-3** apresenta a produção disponível ao mercado de todos os empreendimentos do Projeto Etapa 4 e a **Figura II.2.1.5.1.13-1** mostra graficamente sua produção de petróleo e gás natural.

Conforme abordado no **subitem II.2.1.1**, nos projetos de Mero FR, Búzios 9, Búzios 10, Búzios 11, Búzios 12, Três Marias e Piloto de Sururu Central após o uso do gás produzido como combustível, está prevista a reinjeção de todo o gás produzido em reservatório e, portanto, não está prevista a exportação de gás destas áreas. Para estes DPs estão em andamento estudos para analisar a alternativa de exportação parcial de gás.

Tabela II.2.1.5.1.13-3 – Produção média disponível ao mercado de óleo e gás dos empreendimentos do Etapa 4.

EMPREENHIMENTOS ETAPA 4 ¹	PRODUÇÃO DE PETRÓLEO		PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL DISPONÍVEL AO MERCADO (mil m ³ /dia) ²
	m ³ /dia(*)	bpd	
DP de Búzios 9	10.560,86	66.427,83	
DP de Búzios 10	9.845,73	61.929,62	
DP de Búzios 11	10.505,72	66.080,97	
DP de Búzios 12	7.829,85	49.249,74	Não se aplica
Piloto de Sururu Central	7.086,29	44.572,76	
DP de Três Marias	13.571,47	85.364,55	
DP de Mero FR	6.133,79	38.581,52	
DP de Atapu 2	5.334,38	33.553,27	1.798,13
DP de Uirapuru 1	20.716,03	130.303,84	2.976,70
DP de Aram 1	14.440,14	90.828,49	2.993,79
DP de Sagitário	8.572,32	53.919,90	1.427,03
DP de Sépia 2	10.612,25	66.751,05	2.514,48
Revit de Tupi 1	8.131,24	51.145,47	2.906,19
PRODUÇÃO TOTAL MÉDIA ETAPA 4	133.340,08	838.709,08	14.616,33

² No máximo 90% do volume de gás produzido poderá ser exportado (disponível ao mercado).

³ Consideramos que o máximo volume de gás exportado seria 3MM m³/d para o FPSO Teórico 2.

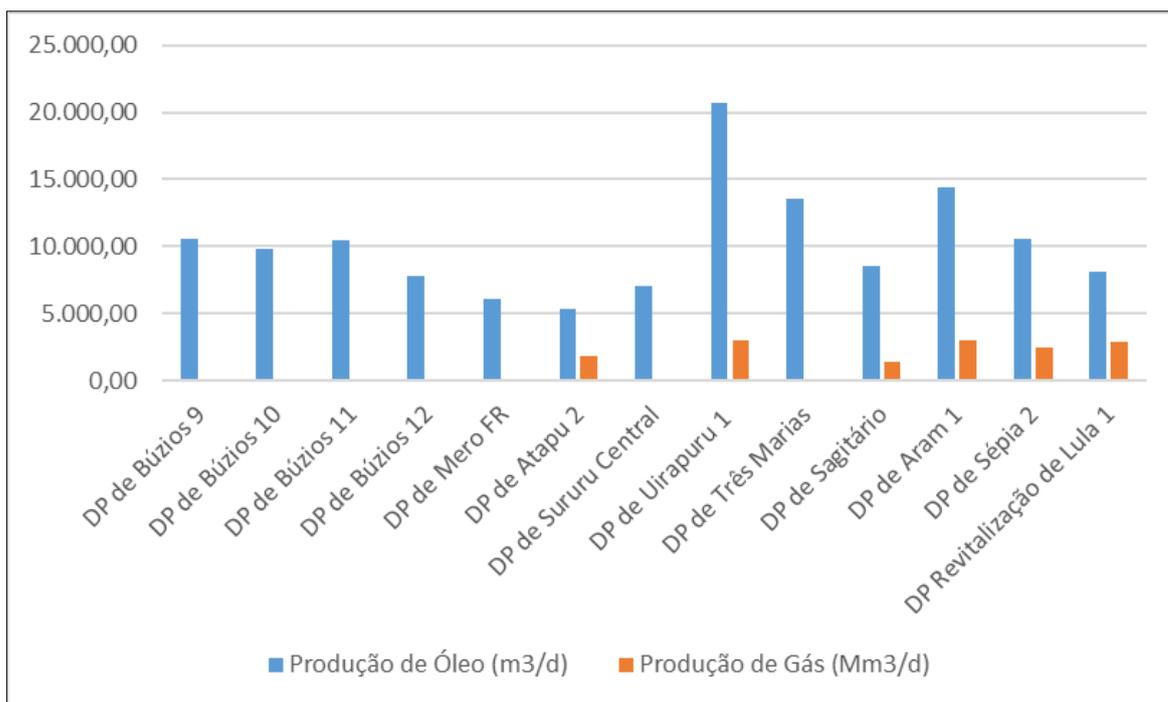


Figura II.2.1.5.1.13-1 – Produção média de petróleo e gás natural disponível ao mercado dos DPs do Etapa 4.

A Tabela II.2.1.5.1.13-4, Figura II.2.1.5.1.13-2 e Figura II.2.1.5.1.13-3 relacionam a produção de petróleo e gás natural da PETROBRAS e do Etapa 4 com a produção nacional em 2019, para efeitos de comparação.

Tabela II.2.1.5.1.13-4 – Produção PETROBRAS e Projeto ETAPA 4 em relação à produção nacional observada em 2019.

PRODUÇÃO	PRODUÇÃO DE PETRÓLEO		PRODUÇÃO PETRÓLEO EM RELAÇÃO À PRODUÇÃO NACIONAL (%)	PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL (mil m³/dia)	PRODUÇÃO GÁS NATURAL EM RELAÇÃO À PRODUÇÃO NACIONAL (%)
	m³/dia	mil bpd			
Nacional (ANP, 2019) ⁴	443.218	2.787	100,0	122.486	100,0
PETROBRAS (PETROBRAS, 2019) ⁴	413.016	2.598	93,2	116.538	95,1
Produção Total DPs - Etapa 4	133.340	838,71	30,08	14.616	12,0

⁴ Fonte: ANP (2019). Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/arquivos/dados-estatisticos/producao-petroleo/producao-pocos-2019.zip>>

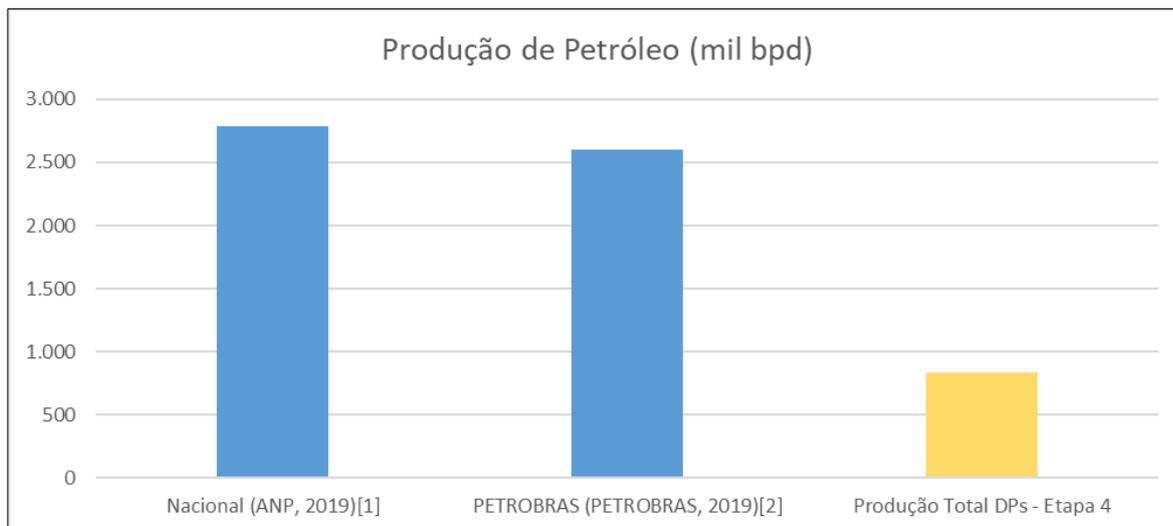


Figura II.2.1.5.1.13-2 – Produção média de petróleo do Projeto Etapa 4 em relação à produção nacional e da PETROBRAS em 2019.

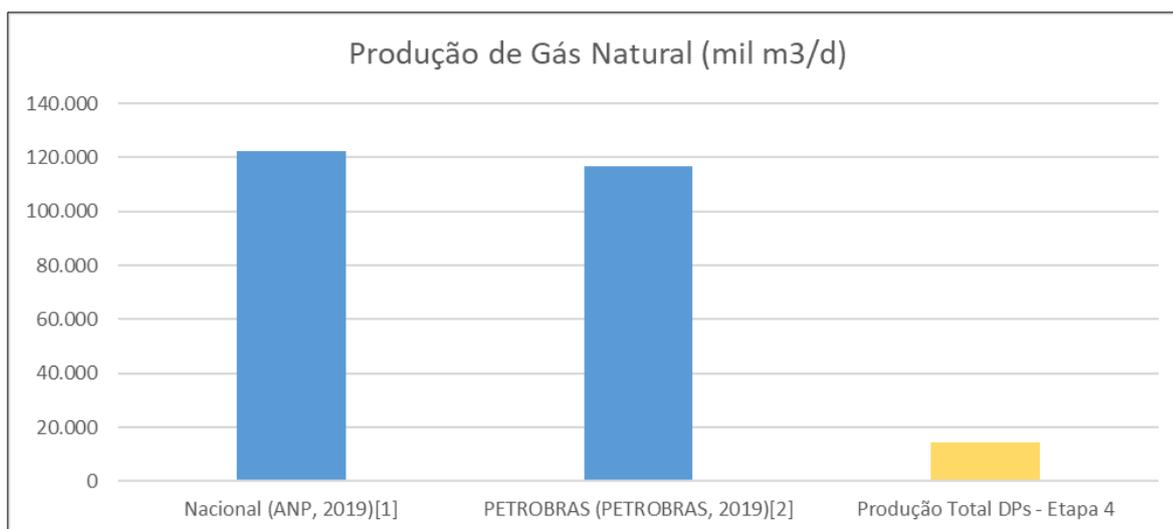


Figura II.2.1.5.1.13-3 – Produção média de gás natural disponível ao mercado do Projeto Etapa 4 em relação à produção nacional e da PETROBRAS em 2019.

O aumento previsto da produção na Bacia de Santos devido à operação dos empreendimentos dos Projetos Etapa 1, Etapa 2 e Etapa 3, bem como do Etapa 4, contribuirá significativamente para a produção nesta bacia.

A produção de óleo e gás ao longo dos anos que estes projetos adicionarão ao PPSBS está discriminada na **Tabela II.2.1.5.1.13-5**.

Tabela II.2.1.5.1.13-5 – Incremento da produção na Bacia de Santos pela operação dos empreendimentos do Etapa 1, Etapa 2, Etapa 3 e Etapa 4.

ANO	PRODUÇÃO PREVISTA (MÉDIA DIÁRIA)									
	PETRÓLEO (m3/d)					GÁS NATURAL (mil m³/d)				
	ETAPA 1	ETAPA 2	ETAPA 3	ETAPA 4	TOTAL	ETAPA 1	ETAPA 2	ETAPA 3	ETAPA 4	TOTAL
2020	47.132	220.378	27.456	0	294.966	11.998	35.256	5.730	0	52.984
2025	20.537	147.858	160.522	7.024	335.941	5.258	25.486	21.746	0	52.490
2030	10.789	83.313	121.340	242.487	457.929	2.684	15.734	22.131	17.651	58.200
2035	0	52.818	76.900	166.323	296.041	0	8.656	15.866	17.028	41.550
2040	1.935	38.057	50.308	121.596	211.896	619	5.523	12.753	14.867	33.762
2045	1.603	29.029	28.796	92.062	151.490	516	4.087	8.853	14.077	27.533
2050	1.371	24.087	20.914	61.930	108.302	443	2.995	7.827	10.778	22.043
2055	0	0	0	34.613	34.613	0	0	0	9.899	9.899

A **Figura II.2.1.5.1.13-4** e a **Figura II.2.1.5.1.13-5** apresentam as curvas previstas de produção de petróleo e gás natural pelos empreendimentos das Etapas 1, 2, 3 e 4 ao longo de 40 anos.

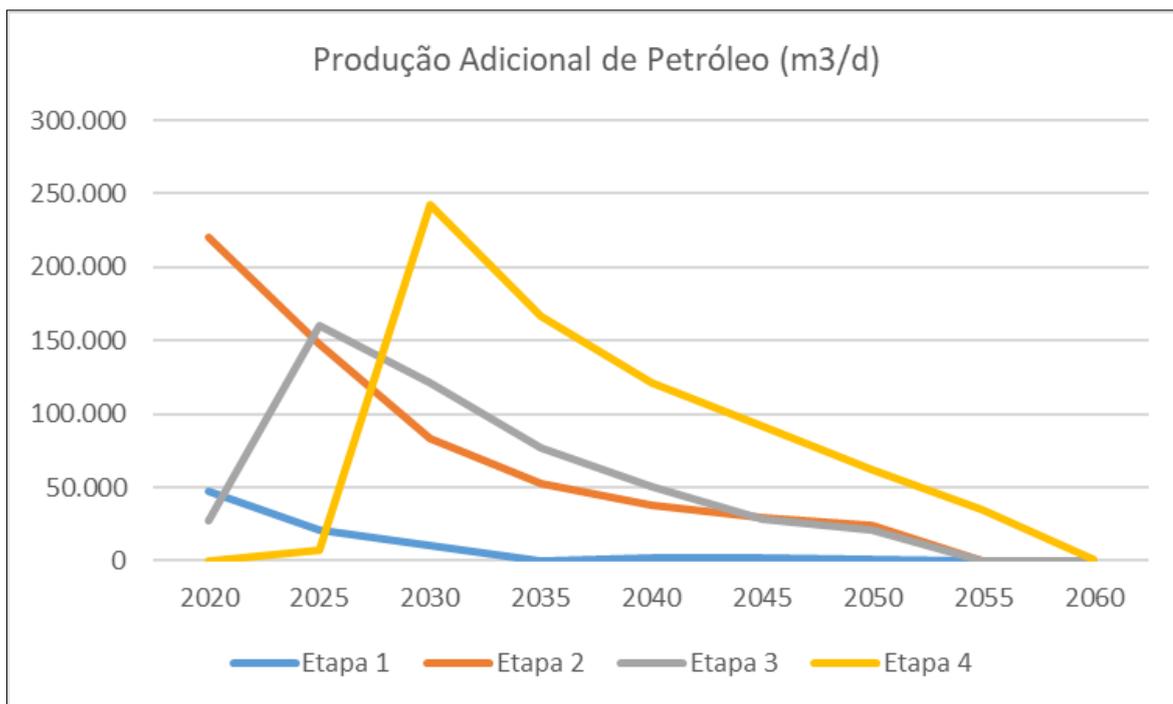


Figura II.2.1.5.1.13-4 – Produção prevista de petróleo pelos empreendimentos das Etapas 1, 2, 3 e 4 da PETROBRAS ao longo dos anos.

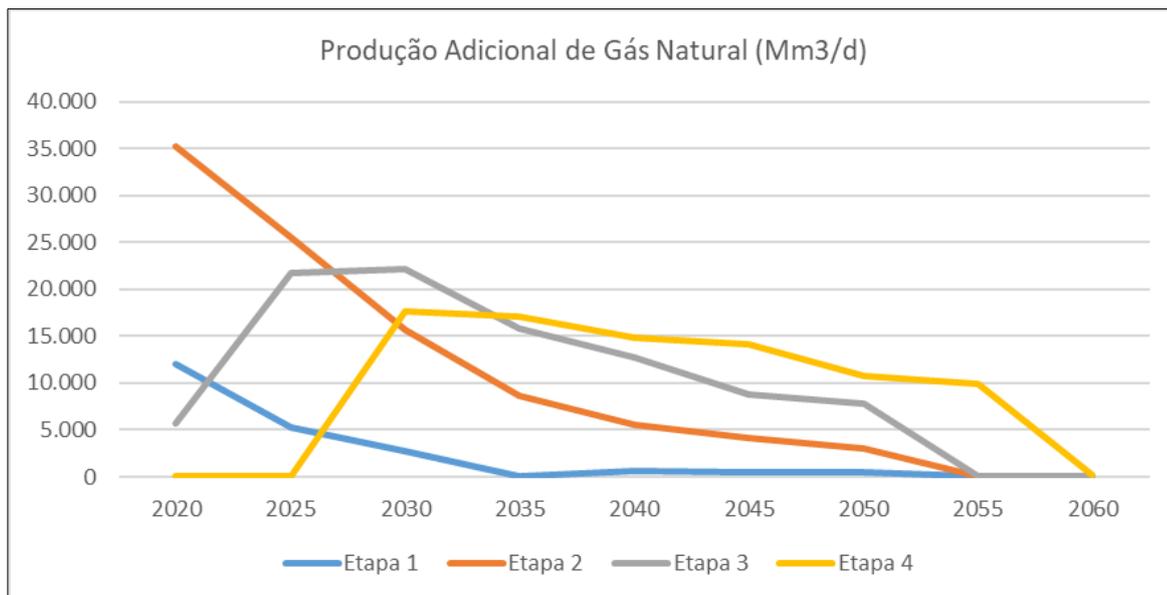


Figura II.2.1.5.1.13-5 – Produção prevista de gás natural pelos empreendimentos das Etapas 1, 2, 3 e 4 da PETROBRAS ao longo dos anos.

II.2.2 Histórico

II.2.2.1 Histórico detalhado de todas as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural

A seguir é apresentado o histórico do Campo de Búzios, Campo de Sururu Central, Campo de Sépia, Campo de Atapu, Bloco de Libra, Bloco Uirapuru, Bloco Três Marias, Bloco BM-S-50, Bloco Aram e Campo de Tupi.

Campo de Búzios

O poço descobridor do Campo de Búzios (2-ANP-1-RJS) foi perfurado entre dezembro de 2009 e maio de 2010, como parte do projeto de investigação da ANP e da Petrobras na área exploratória original de Franco.

O poço descobridor está, geologicamente, localizado sobre um alto de embasamento com direção predominante NE e, secundariamente, NW, em uma trapa estrutural no nível da base do sal fechada em todas as direções, tendo atingido a profundidade final de 6.030 m (- 6.005 m) dentro das Coquinas da

Formação Itapema. Dentre as principais características de fluido no campo, tem-se um teor de aproximadamente 23% de CO₂ no gás.

Em 30 de junho de 2010 foi promulgada a Lei nº 12.276/10, que autorizou a União a ceder onerosamente à Petrobras, dispensada a licitação, o exercício das atividades de E&P em áreas não concedidas, localizadas na área do Pré-Sal da Bacia de Santos, até o volume de cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo.

Com base nesta Lei, foi celebrado com a União, em 03 de setembro de 2010, o Contrato de Cessão Onerosa, englobando os blocos de Franco, Florim, Entorno de Iara, Nordeste de Tupi, Sul de Tupi, Sul de Guará e Peroba (área contingente).

Após o cumprimento do Programa Exploratório Obrigatório (PEO), foi declarada a comercialidade da jazida em dezembro de 2013 que, e desde então, o campo passou a se chamar Búzios.

Para operação do volume estimado no contrato de Cessão Onerosa, o campo de Búzios será explotado com cinco unidades (do tipo FPSO), estando, no momento, quatro em operação e a quinta unidade prevista para entrar em operação em 2022.

Mais recentemente, em 06 de novembro de 2019, foi adquirido acesso ao volume excedente da Cessão Onerosa, no Campo de Búzios, pelo consórcio composto pela Petrobras (Operadora - 90%) e pelas estatais chinesas CNOOC (5%) e CNOOC (5%).

Até Abril/2020, foram perfurados 45 poços no Campo de Búzios.

Campo de Sururu

O campo de Sururu originou-se do bloco exploratório BM-S-11, adquirido na Segunda Rodada de Licitações, em 2000, pelo consórcio composto pela Petrobras (Operadora-65%), Shell (25%) e Petrogal Brasil S.A (10%). Antes da Declaração de Comercialidade esta área era conhecida como a região central da descoberta de Iara.

Em 2008 foi perfurado o poço 1-RJS-656 (1-BRSA-618-RJS), descobridor da Jazida de Sururu, e que originou o Plano de Avaliação da Descoberta (PAD) na área do BMS-11. Em Sururu, mais 3 poços foram perfurados: 3-RJS-682A (3-

BRSA-891A-RJS), 3-RJS-715D (3-BRSA-1181D-RJS) e 9-RJS-726 (9-BRSA-1212-RJS).

Após as atividades exploratórias, foram identificadas três acumulações portadoras de óleo na área: Berbigão, Sururu e Atapu, conforme Declaração de Comercialidade realizada em Dezembro/2014.

Entre 2015 e 2018, ocorreram a perfuração do poço 7-SRR-2-RJS e o SPA do Sururu no poço 9-RJS-726. Em 2019, foi perfurado o poço 7-SRR-3D-RJS.

Os poços de Sururu constataram a presença dos reservatórios carbonáticos microbiais da Formação Barra Velha, portadores de óleo entre 24 e 29 °API, RGO entre 130 e 270 m³/m³, teor de CO₂ de 8 a 26% e gradação composicional com a profundidade. O contato óleo-água foi constatado no poço 9-RJS-726 a -5711m. A porosidade média nos poços varia de 10 a 15% e a espessura porosa com óleo varia de 135 a 376 m.

Campo de Sépia

A região Nordeste de Tupi (atual Sépia) é uma das áreas que fazem parte do contrato da Cessão Onerosa – celebrado com a União em 03 de setembro de 2010.

Em agosto de 2011, iniciou-se a perfuração do poço pioneiro exploratório da área de Sépia, 1-BRSA-976-RJS (1-RJS-691), com profundidade final de 5.271 m. Em março de 2012, foi declarada a descoberta da área de NE de Tupi após a perfuração do poço 1-BRSA-976-RJS (1-RJS-691).

Em 2013, realizou-se o TFR-01A nos carbonatos microbiais da Formação Barra Velha 300. O teste produziu 514,5 m³/d de óleo de 26,2 °API.

Em agosto de 2013, a ANP foi notificada sobre possível extensão do reservatório além dos limites da área de Cessão Onerosa em Sépia, em direção ao Bloco BM-S-24, cujas participações são Petrobras (80%) como operadora e Petrogral Brasil S.A. (20%), sob o regime de Concessão.

Em 03 de setembro de 2013, iniciou-se a perfuração do poço 3-BRSA-1201-RJS (3-RJS-721) na área de NE de Tupi para cumprimento do PEO.

Em 2013 foi aprovada pela ANP a realização de um Teste de Longa Duração (TLD) de 73 horas no poço 3-BRSA-1201-RJS (3-RJS-721). O poço comprovou a presença de reservatórios carbonáticos microbiais (Formação Barra Velha), e

atingiu a profundidade final de 5.928 m (-5.902 m) nos calcários e folhelhos da Formação Piçarras. Foram realizados 2 testes neste poço.

Em julho de 2014, iniciou-se a perfuração do poço de Aquisição de Dados de Reservatórios (ADR) 9-BRSA-1254-RJS (9-RJS-733). Este poço apresentou perdas severas durante a sua perfuração e testemunhagem. Foram realizados neste poço, dois TFRs nas zonas de produção BVE-100/BVE-200 e BVE-300 no primeiro semestre de 2015.

Em 01 de setembro de 2014 foi declarada comercialidade da área de NE de Tupi que passou a ser chamada de Sépia. Após a Declaração de Comercialidade de Sépia foi perfurado no campo o poço 9-SEP-01-RJS. Sua perfuração foi iniciada em janeiro de 2015 e seu término ocorreu em maio do mesmo ano. A avaliação deste poço consistiu na execução de dois TFRs em intervalos distintos.

A declaração de Comercialidade da parcela da jazida, que se estende para a área de Concessão do Bloco BM-S-24, deu-se no dia 11 de novembro de 2015.

Campo de Atapu

Os Campos de Atapu e Oeste de Atapu estão situados na Cessão Onerosa Bloco 4 – Entorno de Iara e no bloco BM-S-11A, respectivamente, a leste da área exploratória de Iara. A área está localizada na porção central da Bacia de Santos, a aproximadamente 230 quilômetros da costa do estado do Rio de Janeiro, em lâmina d'água que varia entre 2.000 e 2.300 metros de profundidade.

Em dezembro de 2014, foi enviada à ANP a carta DE&P 0294/14, com a Declaração de Comercialidade da área definindo a existência de três jazidas ou reservatórios não-intercomunicados (Jazidas de Berbigão, de Sururu e de Atapu).

Além dele, entre 2010 e 2014 foram perfurados os poços 3-BRSA-1172 (3-RJS-722) e 3-BRSA-1243 (3-RJS-729). Foi realizado um SPA de maio a novembro de 2015 no poço 3-BRSA-1172 (3-RJS-722) e entre 2015 e 2018 foram perfurados 7 poços: 9-BRSA-1284, 9-ATP-1-RJS, 9-ATP-3-RJS, 8-ATP-4D-RJS, 8-ATP-5-RJS, 7-ATP-6-RJS, 8-ATP-7D-RJS (Atapu), totalizando 10 poços em Atapu e 12 testes realizados para avaliação dos poços.

Bloco de Libra

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 de julho de 2010 e término em 07 de dezembro de 2010 ao atingir a profundidade final de 6.029 m na base da sequência das coquinas, Formação Itapema. A conclusão da avaliação do reservatório deu-se 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 CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. na primeira rodada de Partilha de Produção realizada pela ANP em 21 de outubro de 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 CNODC 10% cada uma.

Além dos dados geológicos do poço 2-ANP-2A-RJS, a PETROBRAS dispõe de dados sísmicos 3D na modalidade multicliente. O dado sísmico foi adquirido e processado usando migração pré-empilhamento em profundidade (PSDM) pela CGG Veritas em outubro/2012, sendo comprado e disponibilizado 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. 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.

Após os poços investigativos, foram perfurados dois poços exploratórios de extensão, o 3-BRSA-1255-RJS na região noroeste do bloco e o 3-BRSA-1267-RJS na região central do bloco.

O poço 3-BRSA-1255-RJS está localizado a cerca de 4 km a sudeste do poço descobridor, 2-ANP-2A-RJS, e a 185 km da costa do Rio de Janeiro. A profundidade final atingida foi de 5.734 m, sendo 1.963 m de lâmina d'água. Os resultados da perfuração confirmaram a existência de uma coluna de petróleo de aproximadamente 290 m e reservatórios de alta qualidade. Foram realizados dois testes de produção em zonas distintas que confirmaram a excelente produtividade e qualidade do petróleo (27º API) desses reservatórios.

O poço 3-BRSA-1267-RJS/3-BRSA-1267A-RJS está localizado na parte central do bloco de Libra a cerca de 220 km da costa da cidade do Rio de Janeiro. A profundidade final atingida foi de 5.780 m, sendo 2.160 m de lâmina d'água. Os resultados da perfuração confirmaram a presença de uma coluna de hidrocarbonetos de aproximadamente 200 m em reservatórios com boas características de permeabilidade e porosidade. Os intervalos portadores de hidrocarbonetos e de CO₂ foram constatados por meio de perfis elétricos e amostras de fluido, que estão sendo caracterizadas por análise de laboratório.

Em sequência, foi perfurado o poço exploratório de extensão 3-BRSA-1305-RJS, em maio de 2015, na região nordeste do bloco. O poço 3-BRSA-1305-RJS está localizado a 5,3 km ao sul do poço 2-ANP-2A-RJS e a 3,8 km a sudoeste do 3-BRSA-1255-RJS. A perfuração foi iniciada em 25/05/2015 e concluída em 16 de outubro de 2015, tendo atingido a profundidade final de 5.868 m (-5.843,5 m).

Posteriormente, em 04 de fevereiro de 2016, foi aprovado, na área Noroeste (NW) de Libra, o Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) do poço 2-ANP-2A-RJS.

A área abrangida por este PAD corresponde à totalidade do setor NW de Libra, com 573,74 km², incluindo porções que excedem os limites do bloco e se localizam em áreas da União, ainda não licitadas e atualmente em processo de unitização.

Dentro do período do Plano de Avaliação de Descoberta, foram concluídos, até o final de 2017, sete (7) poços de extensão (3-BRSA-1322-RJS, 3-BRSA-1339A-RJS, 3-BRSA-1342A-RJS, 3-BRSA-1343-RJS, 3-BRSA-1345-RJS, 3-BRSA-1350-RJS e 3-BRSA-1353D-RJS).

Ao todo, foram realizados na área 10 testes de formação, sendo 8 testes de formação a poço revestido (TFR) e 2 testes de produção (TP), que ajudaram a avaliar o bom potencial de produção do reservatório.

Além da aquisição sísmica e perfuração de poços, o Programa Exploratório Mínimo (PEM) do Bloco de Libra foi realizado Teste de Longa Duração (TLD) na área, a fim de reduzir as incertezas com relação a parâmetros dinâmicos de reservatório e trazer informações para os projetos de desenvolvimento do campo, no tocante ao arranjo de poços produtores e injetores, as características do reservatório e às condições operacionais.

Além do sistema de produção antecipada (SPA), atualmente em operação a partir do FPSO Pioneiro de Libra, o TLD cuja produção iniciou-se em novembro de 2017, foi objeto do PEM no poço 3-BRSA-1350-RJS. Esse teste foi realizado como uma extensão de um teste de formação a poço revestido e permitiu, a partir de fluxos com duração total de 73 h, a aquisição de dados dinâmicos de reservatório próximos ao poço. Esses dados suportaram a definição do limite estratigráfico da acumulação na parte leste do PAD e proposta de área de retenção.

Após a Declaração de Comercialidade do Campo de Mero ocorrida em novembro de 2017, foram concluídos mais cinco poços de extensão: 3-BRSA-1356D-RJS, 3-BRSA-1355D-RJS, 9-MRO-1-RJS, 9-MRO-2A-RJS e 9-MRO-3-RJS e está em perfuração o poço de desenvolvimento de Mero, 8-MRO-4-RJS.

Em 18 de outubro de 2017 foi iniciada uma nova aquisição sísmica 3D na área do PAD, realizada através do método *Ocean Bottom Nodes* (OBN), cobrindo uma área de interesse geológico de 282 km². A finalização desta atividade ocorreu em 07 de novembro de 2018.

Devido à riqueza azimutal, própria deste levantamento, após o seu processamento, este dado sísmico fornecerá um melhor imageamento sísmico dos reservatórios do pré-sal da área, trazendo informações relevantes para sua caracterização, em termos de distribuição de fácies, além de propiciar um melhor condicionamento do Modelo de Reservatório durante a fase de Desenvolvimento da Produção (DP).

Adicionalmente, espera-se que este dado sísmico venha a ser utilizado como base para futuras campanhas de sísmica de monitoramento do reservatório (4D), propiciando um melhor conhecimento a respeito do comportamento dinâmico do reservatório durante a produção do campo.

Bloco Uirapuru

O bloco Uirapuru está localizado a nordeste do bloco BM-S-8 e o bloco Norte de Carcará e foi adquirido na Quarta Rodada de Partilha da Produção no Pré-sal, realizada em 2018.

A análise exploratória indica dois prospectos no bloco: (i) Araucária Santos e (ii) Pinhão. Ambos são interpretados como carbonatos porosos lacustres microbiais e/ou hidrotermais selados por sal, formados em altos do embasamento cristalino (*horst*) no play Pré-Sal.

Os prospectos estão em altos proeminentes do embasamento, ainda não testados por poços, delimitado por falhas NE-SW, seguindo o mesmo *trend* estrutural da Descobertas de Carcará e Norte de Carcará (comprovadas por 5 poços). Os dados sísmicos indicam a ocorrência das principais sequências que compõe o *play* Pré-sal, com alta possibilidade de sucesso, mostrando sismofácies indicativas de ocorrência de rochas reservatório circundada por baixos estruturais com comprovada capacidade de geração.

O Bloco Uirapuru está inserido no contexto de desafio tecnológico de alta pressão.

Bloco Três Marias

O bloco Três Marias localiza-se a nordeste do bloco BM-S-24 e a sul do bloco Libra e foi adquirido na Quarta Rodada de Partilha da Produção no Pré-sal, realizada em 2018.

O bloco abriga duas estruturas de médio porte, ainda não testadas por poços, denominadas Temisto e Lisitéia com fechamento quaquaversal bem definido e são interpretados como carbonatos porosos lacustres microbiais e/ou hidrotermais selados por sal, formados em altos do embasamento cristalino (*horst*) no play Pré-Sal. Estes altos são margeados por proeminentes baixos estruturais que podem atuar como locais das gerações dos hidrocarbonetos que seriam posteriormente migrados para os reservatórios. Localizam-se na área externa ao *Cluster* do Pré-Sal de Santos, tendo elevado risco de contaminantes no fluido pela alta concentração de CO₂, o que representa um desafio tecnológico para sua produção.

Bloco BM-S-50 (Sagitário)

A Concessão BM-S-50, constituída pelo bloco S-M-623, foi adquirida na Sétima Rodada de Licitações da ANP, realizada em 2005.

O Primeiro Período Exploratório iniciou em 12/01/2006 e teve seu término em 31/08/2013. O compromisso contratual desse período foi de 2280 Unidades de Trabalho (Uts), sendo 1000 UTs para a perfuração de um poço na seção pré-sal, e o restante corresponde a aquisições de sísmica 3D e 2D e processamento PSDM que foram integralmente cumpridos.

A perfuração do poço 1-SPS-98 (locação Sagitário) foi concluída em 09/06/2013. O poço situa-se em águas profundas da plataforma continental da Bacia de Santos, distando aproximadamente 194 km da costa.

Em 29 de agosto de 2013, foi sinalizado pelo consórcio à ANP o não interesse de ingressar no segundo período exploratório e a decisão de ir direto para o PAD. A descoberta de óleo na seção pré-sal do poço 1-SPS-98 levou a proposta do mesmo, com devolução parcial de área (cerca de 53,5%) do bloco S-M-623, concessão BM-S-50, da Bacia de Santos.

O PAD do Sagitário (1-SPS-98), inicialmente aprovado pela ANP, para um período de 4 anos (01/09/13 a 31/08/17) contemplava as seguintes atividades:

- Realização de um TFR no poço 1-SPS-98, iniciado em 26/04/2014 (primeiro fluxo de limpeza) e concluído em 02 de maio de 2014 (finalizada terceira estática), sendo o teste conclusivo;
- Ponto de Decisão (P.D.) após a conclusão do TFR no poço 1-SPS-98, ao final do 1º semestre de 2014, relacionado aos resultados do TFR, quando o consórcio-definirá a continuidade ou não do PAD. Os resultados preliminares do teste indicaram pela continuidade do PAD;
- Aquisição e Processamento de uma nova sísmica PSDM 3D (firme), a ser iniciada após o Ponto de Decisão (duração prevista de 2 1/2 anos);
- Perfuração de 1 poço de extensão após a conclusão do TFR no poço pioneiro 1-SPS-98 e caso o consórcio decida permanecer no PAD (firme).

Adicionalmente aos compromissos do PAD, o consórcio decidiu realizar um reproprocessamento sísmico PSDM 3D incluindo a anisotropia no modelo de

velocidade para a porção do pós-sal, sendo o reprocessamento realizado pela empresa CGG, concluído em maio de 2015.

Em outubro/2015 foi solicitada a revisão do PAD Sagitário com a postergação, por 2 (dois) anos, da data do término a contar da data estabelecida para tal (31 de agosto de 2017). A ANP concedeu a prorrogação do prazo final do PAD dando mais 14 meses, modificando para 31 de outubro de 2018.

Foi realizada a licitação para a compra de dados sísmicos 3D *broadband* bi-azimute, não exclusivos. Essa aquisição teve alguns atrasos relacionados, principalmente, às condições climáticas, sendo concluída em março de 2017. Os produtos do dado sísmico PSDM e RTM (migração reversa no tempo) foram entregues para Petrobras em julho de 2018.

Em função do atraso na entrega da sísmica biazimutal e do tempo para o planejamento e perfuração do poço firme, o consórcio decidiu solicitar à ANP uma nova extensão do prazo do PAD por mais dois anos, finalizando em 31 de outubro de 2020, que foi aprovado pela ANP em junho de 2018.

Bloco Aram

O bloco Aram foi adquirido na Sexta Rodada de Partilha de Produção – Pré-Sal, realizada pela ANP em 2019.

A área dista cerca de 200 km da costa, em lâmina d'água de 1800m e localiza-se a sudoeste do bloco BM-S-50 (PAD Sagitário), tendo elevado risco de apresentar-se sobrepressurizada.

A análise exploratória indica que o bloco apresenta três estruturas, ainda não testadas por poços, denominadas Aruba, Curaçao e Tortuga. As estruturas são interpretadas como carbonatos porosos lacustres microbiais e/ou hidrotermais, selados ou não por camada evaporítica.

Há possibilidade de contatos óleo/água distintos, estimados em -6700m, o mais profundo, associado com o *spill-point* de toda estrutura e -6377m, o mais raso englobando apenas a estrutura centro-leste, Curaçao, a qual encontra-se totalmente recoberta por evaporitos.

Campo de Tupi

O campo de Tupi se originou do bloco exploratório BM-S-11, adquirido na 2ª Rodada de Licitações em 2000 pelo consórcio formado entre as empresas Petrobras (65%), BG (25%) e Petrogal (10%). Está situado na porção central da Bacia de Santos, no litoral do Estado do Rio de Janeiro, localizado a aproximadamente 300 km da costa, em lâmina d'água em torno de 2100 m.

Sua descoberta foi realizada em agosto de 2006, através da perfuração do poço exploratório 1-RJS- 628A, na então denominada área exploratória de Tupi, que atingiu acumulações de hidrocarbonetos em reservatórios carbonáticos nas seções Alagoas e Jiquiá. Estes resultados levaram a proposição para a ANP de um plano de Avaliação (PA-RJS-628-A), culminando na Declaração de Comercialidade do Campo de Tupi em dezembro de 2010.

Além disso, em 03 de setembro de 2010, foi celebrado com a União o Contrato de Cessão Onerosa, nos termos da Lei 12.276/10 que estabelece o limite de 128 milhões de barris de óleo equivalente (boe) de volume recuperável para a área Sul de Tupi, posteriormente denominado campo Sul de Tupi. Tendo em vista a comunicação hidráulica entre os dois campos foi estabelecido um acordo de individualização da produção, cuja participação na jazida compartilhada será revisada para: 67,22% Petrobras, 23,02% BG (Shell), 9,21% Petrogal e 0,55% PPSA.

Visando suportar a execução dos projetos de desenvolvimento da produção foi realizada uma extensa campanha de perfuração de poços e de execução de TLDs e SPAs, sendo eles o TLD do 3-RJS-646 (2009-2010), TLD de Tupi NE (2011), SPA do LL-9-LL-19-RJS (2015 a 2018) e SPA do 3-RJS-677A (2016 a 2018). O óleo do campo de Tupi é um fluido leve, entre 25 e 33° API e cujo teor de CO₂ médio no gás produzido é de aproximadamente 13%.

Atualmente, a jazida de Tupi possui 103 poços perfurados e 7 Unidades Estacionárias de Produção (UEPs), denominadas como: Piloto de Tupi, Piloto de Tupi Nordeste, Tupi Alto, Tupi Central, Tupi Norte, Tupi Sul e Tupi Extremo Sul.

II.2.2.2 **Relato Sumário do Projeto**

A Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos - Etapa 4 - será composta por 13 projetos de DP.

Os DPs serão desenvolvidos considerando-se o refinamento dos dados e conhecimentos adquiridos durante as atividades de testes no PPSBS. Prevê-se que a operação dos DPs do Projeto Etapa 4 ocorrerá em média por 26 anos. Ressalta-se que os DPs permanecerão operando durante o tempo de concessão ou o tempo para produção dos volumes negociados com a ANP, no caso da Cessão Onerosa.

Estima-se que os 13 empreendimentos do Projeto Etapa 4 totalizarão uma produção média de 133 mil m³/dia de petróleo. A produção média de gás natural será de aproximadamente 14,5 milhões m³/dia, que corresponde ao volume de gás que será escoado pelos gasodutos (disponível ao mercado). Esta produção corresponde a 30,1% e 11,9%, respectivamente, da produção de petróleo e gás natural no Brasil em 2019.

Todo o óleo produzido nos empreendimentos será processado e armazenado nas unidades de produção, sendo transferido periodicamente para navios aliviadores. O gás natural será utilizado como combustível e o excedente será reinjetado no reservatório e/ou escoado por gasodutos interligados à malha de escoamento de gás do PPSBS. A definição quanto à melhor alternativa será apresentada por ocasião da solicitação das Licenças de Instalação desses projetos.

Resumidamente, os empreendimentos contemplados no Projeto Etapa 4 e a quantidade de poços de cada atividade, dentre produtores e injetores (estimados em 185 poços), estão listados a seguir:

- **Treze Projetos de Desenvolvimentos de Produção (DP):**

- Mero FR (2 poços)
- DP de Búzios 9 (14 poços);
- DP de Búzios 10 (16 poços);
- DP de Búzios 11 (15 poços);
- DP de Búzios 12 (15 poços);
- Piloto de Sururu Central (19 poços)
- DP de Atapu 2 (11 poços);

- DP de Sépia 2 (11 poços);
- DP de Revit de Tupi 1 (26 poços);
- DP de Sagitário (16 poços);
- DP de Uirapuru 1 (15 poços);
- DP de Aram 1 (10 poços);
- DP de Três Marias (17 poços);

Considerando o conhecimento adquirido pela PETROBRAS na produção em águas profundas, bem como as variáveis econômica e ambiental, optou-se pela utilização de navio-plataforma do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*) nos empreendimentos do Projeto Etapa 4.

Para os empreendimentos do Projeto Etapa 4, os FPSOs encontram-se em fase de projeto ou construção. O FPSO Pioneiro de Libra é uma unidade já existente. O presente estudo abordou três FPSOs:

- Pioneiro de Libra;
- Teórico 1 - com capacidade de tratamento de 225 mil bpd de óleo;
- Teórico 2 - com capacidade de tratamento de 180 mil bpd de óleo e de 7,2 milhões de m³/d de gás.

Entende-se que todas as unidades de produção que serão utilizadas em termos de características físicas e operacionais serão representadas por um desses FPSOs.

Além dos FPSOs, dos gasodutos e dos poços produtores e injetores, a produção de petróleo e gás engloba a instalação de equipamentos submarinos, incluindo as linhas de produção, linhas de injeção de gás, linhas de serviço, umbilicais de controle e árvores de natal molhadas (ANM), que são responsáveis pelo escoamento e controle da produção de óleo e gás desde o reservatório até o FPSO. Estes equipamentos são descritos no **subitem II.2.4.4 – Descrição do Sistema Submarino**.

O planejamento dos empreendimentos do Etapa 4 considerou as questões ambientais relacionadas às atividades de produção e as características específicas de cada empreendimento, com base nas melhores práticas de segurança, meio

ambiente e saúde, seguindo as diretrizes do Sistema de Gestão implementado na empresa.

Na concepção de cada projeto, a escolha do tipo de unidade de produção a ser utilizada é realizada em função de uma série de fatores, tais como a lâmina d'água e o número de poços produtores, características do reservatório, estabilidade do fundo marinho, além de aspectos de segurança e operacionais, de forma a possibilitar o menor potencial de interação física da atividade com o meio ambiente, conferindo maior confiabilidade operacional.

Para o planejamento do arranjo submarino são considerados, a localização das unidades de produção, o traçado dos gasodutos e o posicionamento dos poços e estruturas submarinas; as características dos componentes do arranjo são cuidadosamente estudadas de forma a minimizar o comprimento das linhas, evitar pontos ambientalmente sensíveis e permitir maior agilidade e facilidade no lançamento.

Os riscos de interação das instalações submarinas com outras instalações também são avaliados. Para isso, utiliza-se como base o Sistema de Gerenciamento de Obstáculos - SGO da PETROBRAS, banco de dados onde estão registradas as posições e lâminas d'água de todos os equipamentos instalados no fundo do mar. Qualquer forma de instalação só pode ser realizada após consulta prévia nos registros de instalações existentes, de maneira a minimizar os riscos oferecidos pela interação entre as novas estruturas e os equipamentos já existentes na área. Adicionalmente é verificada a existência de instalações pelo método visual, executado pelo ROV (*Remotely Operated Vehicle*). As instalações respeitam distâncias seguras entre si. Destaca-se que as novas instalações são registradas imediatamente no sistema de controle citado. O **subitem II.2.4.7 – Medidas para Minimizar os Riscos nas Operações de Instalação** fornece mais detalhes sobre as medidas adotadas.

A PETROBRAS investe em pesquisa e desenvolvimento continuamente para melhorar suas operações e torná-las mais seguras.

Os FPSOs em fase de projeto e/ou construção apresentarão obrigatoriamente características para atendimento aos requisitos ambientais legais nacionais e internacionais para o adequado controle da poluição ambiental decorrente da realização destas atividades.

Os projetos de DP foram balizados em estudos de análise de riscos ambientais (apresentados na **Capítulo II.10 - Análise e Gerenciamento de Riscos** do presente EIA), realizados para identificar os cenários de riscos e promover a adoção das medidas de prevenção e mitigação dos potenciais riscos ao meio ambiente e à segurança dos trabalhadores.

Com relação à contratação de serviços de terceiros, faz parte dos contratos de afretamento dos FPSOs pela PETROBRAS um anexo relativo à Segurança, Meio ambiente e Saúde (SMS), cujo cumprimento é obrigatório para o exercício das atividades desenvolvidas.

Além disso, os FPSOs possuirão os seguintes certificados, a serem apresentados ao Instituto Brasileiro do Meio ambiente e dos Recursos Naturais - IBAMA antes do início das operações: Certificado Internacional de Prevenção de Poluição por Hidrocarbonetos - IOPP, Certificado Internacional de Prevenção de Poluição por Efluentes Sanitários - ISPP, Certificado Internacional de Prevenção à Poluição do Ar - IAPP e Certificado de Conformidade da Marinha do Brasil. Os certificados dos FPSOs dos Pilotos de Produção e DPs em fase de construção serão encaminhados à CGMAC/DILIC/IBAMA, quando forem solicitadas as Licenças de Operação de cada FPSO.

A descrição detalhada dos empreendimentos do Etapa 4 e as características operacionais e de instalação encontram-se no **item II.2.4 – Descrição das Atividades**.

II.2.3 Justificativas

São descritos a seguir os principais aspectos técnicos, econômicos e ambientais que justificam a realização da atividade. A descoberta de petróleo na camada pré-sal ocorreu em 2006 e em maio de 2009 iniciou-se a produção de petróleo no pré-sal, na Área de Tupi (atual Campo de Tupi).

Já na fase de exploração comercial, estão em operação atualmente os seguintes projetos de produção no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos (referência: julho/2020): Piloto de Tupi (FPSO Cidade de Angra dos Reis), Piloto de Sapinhoá (FPSO Cidade de São Paulo), Piloto de Tupi Nordeste (FPSO Cidade de Paraty), Desenvolvimento da Produção de Iracema Sul (FPSO Cidade de Mangaratiba),

Desenvolvimento da Produção de Sapinhoá Norte (FPSO Cidade de Ilhabela), Desenvolvimento da Produção de Iracema Norte (FPSO Cidade de Itaguaí), Desenvolvimento da Produção de Tupi Alto (FPSO Cidade de Maricá), Desenvolvimento da Produção de Tupi Central (FPSO Cidade de Saquarema), Desenvolvimento da Produção de Tupi Sul (FPSO P-66), Desenvolvimento da Produção de Búzios 1 (FPSO P-74), Desenvolvimento da Produção de Tupi Ext. Sul (FPSO P-69), Desenvolvimento da Produção de Búzios 2 (FPSO P-75), Desenvolvimento da Produção de Tupi Norte (FPSO P-67), Desenvolvimento da Produção de Búzios 3 (FPSO P-76), Desenvolvimento da Produção de Búzios 4 (FPSO P-77), Desenvolvimento da Produção de Berbigão (FPSO P-68) e Desenvolvimento da Produção de Atapu (FPSO P-70), além do Sistema de Produção Antecipada – SPA 1 (FPSO Pioneiro de Libra) que está produzindo no campo de Mero, Bloco de Libra.

II.2.3.1 Aspectos Técnicos

Inicialmente, as atividades de exploração e produção de petróleo no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos apresentam alguns complicadores técnicos, como: a obtenção de um comportamento regular de produção a partir da rocha produtora do tipo carbonática de origem microbiana e bastante heterogênea, a construção de poços atravessando uma espessa camada de sal, em alguns pontos com espessura próxima de 2.000 m, a viabilização da produção de óleo e gás em lâmina d'água profunda e a grande distância do continente com custo competitivo. Estes aspectos estão relacionados à economicidade do empreendimento, não implicando em riscos ambientais diferentes daqueles normalmente associados a atividades de produção e escoamento de hidrocarbonetos.

Apesar das características distintas do pré-sal, a Petrobras já acumula experiência técnica na exploração de petróleo em águas profundas e ultraprofundas, permitindo alcançar uma produção elevada nos campos do pré-sal em um intervalo de tempo inferior a outras importantes áreas de produção marítimas no mundo.

A partir de sua experiência, a Petrobras superou alguns dos desafios tecnológicos no pré-sal como: sísmica de alta resolução com maior sucesso

exploratório, modelagem geológica e numérica com melhor previsão do comportamento da produção, seleção de novos materiais, qualificação de novos sistemas para coleta da produção e separação do dióxido de carbono (CO₂) do gás natural em águas profundas e reinjeção, o que reduz as emissões atmosféricas e aumenta o fator de recuperação.

II.2.3.2 Aspectos Econômicos

Em relação ao aspecto econômico, a implantação dos empreendimentos atrelada ao consequente sucesso das atividades de exploração e produção de petróleo e gás poderá abrir oportunidades para a indústria nacional, influenciando fornecedores de diferentes tipos de materiais, serviços, entre outros. Além disso, a necessidade de pessoal qualificado poderá constituir um estímulo à capacitação profissional no setor petrolífero, uma vez que se espera um crescimento das atividades nesta área.

Outra justificativa importante refere-se ao fato de que a produção de óleo e gás provocará aumento de arrecadação de impostos, taxas e contribuições sociais (ICMS e Imposto de Renda) para municípios, Estado e Governo Federal, por meio da compra de produtos e serviços, além das receitas municipais que serão ampliadas através do recolhimento do ISS por parte das empresas prestadoras de serviço localizadas na área de influência do empreendimento.

Com o início da produção de petróleo e gás, também haverá municípios elegíveis ao recebimento dos *royalties*, conforme previsto por lei, cujos recursos deverão ser aplicados em setores como saúde, educação, saneamento básico, entre outros, proporcionando uma melhor qualidade de vida à população local.

O crescimento da produção nacional de petróleo e gás esperado, em função da implementação dos projetos do ETAPA 4, poderá gerar melhorias no desenvolvimento socioeconômico dos municípios pertencentes à área de influência desse empreendimento, especialmente onde estão presentes as bases de apoio.

II.2.3.3 Aspectos Sociais

O crescimento esperado da produção nacional de petróleo e gás pelo desenvolvimento do Projeto Etapa 4 poderá gerar melhorias no desenvolvimento socioeconômico dos municípios pertencentes à área de influência desses empreendimentos e para o país como um todo, pelos fatores citados no subitem anterior.

A geração de empregos ocorre em diversas regiões e setores, pois as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural movimentam a economia de toda uma cadeia de suprimentos e serviços para atendimento aos empreendimentos. A receita gerada pelo pagamento de *royalties* e participação especial poderá ser aplicada em setores como saúde, saneamento básico, educação, entre outros, proporcionando uma melhor qualidade de vida à população local.

Além disso, a necessidade de pessoal qualificado poderá constituir um estímulo à capacitação profissional no setor petrolífero, uma vez que se espera um crescimento das atividades nesta área.

II.2.3.4 Aspectos Ambientais

As atividades do Projeto ETAPA 4 podem gerar impactos ambientais de caráter positivo e negativo, além de riscos inerentes à atividade.

A Petrobras realizará suas operações de forma segura e ambientalmente responsável em todo ciclo de vida dos empreendimentos. Serão executados procedimentos operacionais e programas ambientais, objetivando minimizar os impactos ambientais negativos identificados para esse tipo de atividade. As propostas de projetos ambientais a serem desenvolvidos serão abordadas no Estudo de Impacto Ambiental, na forma de medidas mitigadoras.

Foram escolhidas Unidades de Produção Estacionárias do tipo que processam, armazenam e transferem petróleo (*Floating Production, Storage and Offloading – FPSOs*), que contarão com equipamentos para atender requisitos de normas internacionais e nacionais, tanto ambientais quanto de segurança e saúde, a fim de garantir a preservação do meio ambiente e a segurança dos trabalhadores.

II.2.4 Descrição das Atividades

II.2.4.1 Identificação das Unidades de Produção e Certificados

Para os projetos DPs do Etapa 4 serão utilizados FPSOs semelhantes entre si quanto aos aspectos construtivos, à planta de processamento, à ancoragem e ao sistema de geração de energia. No **Quadro II.2.1.5.1.13-1** estão apresentados os FPSOs previstos para cada projeto.

Quadro II.2.1.5.1.13-1 – FPSOs previstos para os Pilotos de Produção e Desenvolvimentos de Produção (DPs).

ATIVIDADE	FPSO	BLOCO/ÁREA	CAMPO
DP Búzios 9	FPSO de Búzios 9		
DP Búzios 10	FPSO de Búzios 10	Excedente da Cessão Onerosa/Franco	Búzios
DP Búzios 11	FPSO de Búzios 11		
DP Búzios 12	FPSO de Búzios 12		
Piloto de Sururu Central	FPSO de Sururu Central		
DP Sépia 2	FPSO de Sépia 2	Excedente da Cessão Onerosa / NE de Tupi e BM-S-24	Sépia
DP Atapu 2	FPSO de Atapu 2	Excedente da Cessão Onerosa / Entorno de Iara e BM-S-11A / Iara	Atapu
DP Mero FR	FPSO Pioneiro de Libra	Libra	Mero
DP Uirapuru 1	FPSO de Uirapuru 1	Uirapuru	Uirapuru
DP Três Marias	FPSO de Três Marias	Três Marias	Três Marias
DP Sagitário	FPSO Sagitário	BM-S-50	Sagitário
DP Aram 1	FPSO Aram 1	Aram	Aram
DP Revitalização de Tupi 1	FPSO Revitalização de Tupi 1	BM-S-11	Tupi

Com excessão do DP de Mero FR para o qual o FPSO já é uma unidade existente, os demais FPSOs dos DPs encontram-se em etapa de projeto ou de construção, e devido às semelhanças em suas características, no presente descritivo serão caracterizados de modo conservador dois FPSOs, denominados de “Teórico 1” e “Teórico 2”, que representam os FPSOs do Etapa 4. Tratam-se de FPSOs que possuirão a mesma ordem de grandeza quanto à capacidade de

processamento e armazenamento, capacidade de tratamento de efluentes, geração de efluentes, resíduos e emissões atmosféricas.

O FPSO Teórico 1 abarca os projetos DP Búzios 9, DP Búzios 10, DP Búzios 11, DP Búzios 12 e DP Aram.

O FPSO Teórico 2 contemplará os projetos Piloto de Sururu Central, DP Sépia 2, DP Atapu 2, DP Uirapuru 1, DP Três Marias, DP Sagitário e DP Revitalização de Tupi 1.

O projeto DP de Mero FR será desenvolvido pelo FPSO Pioneiro de Libra, já descrito no Processo de Licenciamento nº 02022.000330/2014-86 e cuja caracterização é apresentada no **ANEXO II.2.4.1-1**.

Dentre estes projetos, certas características de alguns FPSOs podem ser diferentes das descritas para os FPSOs Teóricos 1 e 2. O detalhamento das diferenças será apresentado nos Estudos Complementares de cada unidade, quando do requerimento da Licença de Instalação.

No **Quadro II.2.1.5.1.13-2** é apresentada a associação entre os projetos do Etapa 4 com os FPSOs descritos neste EIA e no **Quadro II.2.1.5.1.13-3** um resumo das principais diferenças entre eles.

Quadro II.2.1.5.1.13-2 – Relação entre os projetos do Etapa 4 e os FPSOs descritos para os Pilotos de Produção e Desenvolvimentos de Produção (DPs).

ATIVIDADE	FPSO	FPSO DESCRITO NO EIA
DP Búzios 9	FPSO de Búzios 9	FPSO Teórico 1
DP Búzios 10	FPSO de Búzios 10	
DP Búzios 11	FPSO de Búzios 11	
DP Búzios 12	FPSO de Búzios 12	
Piloto de Sururu Central	FPSO de Sururu Central	FPSO Teórico 2
DP Sépia 2	FPSO de Sépia 2	
DP Atapu 2	FPSO de Atapu 2	
DP Mero FR	FPSO Pioneiro de Libra	FPSO Pioneiro de Libra
DP Uirapuru 1	FPSO de Uirapuru 1	FPSO Teórico 2
DP Aram 1	FPSO de Aram 1	
DP Sagitário	FPSO Sagitário	FPSO Teórico 1
DP Três Marias	FPSO de Três Marias	
DP Revitalização de Tupi 1	FPSO Revitalização de Tupi 1	FPSO Teórico 2

Quadro II.2.1.5.1.13-3 – Principais diferenças entre os FPSOs Teórico 1 e Teórico 2.

CARACTERÍSTICA	FPSO TEÓRICO 1	FPSO TEÓRICO 2
Processamento de óleo	225.000 bpd	180.000 bpd
Processamento de gás	12 milhões de m ³ /d	7,2 milhões de m ³ /d
Tancagem (óleo + derivados + água oleosa)	Até 460.000 m ³	Até 460.000 m ³

Os certificados dos FPSOs de todos os projetos DPs serão encaminhados ao IBAMA quando forem solicitadas as Licenças de Operação de cada FPSO.

II.2.4.2 Descrição Geral das Unidades de Produção

Os FPSOs do Etapa 4 serão capazes de efetuar o processamento primário da produção, estocar e transferir óleo para navios aliviadores.

No Piloto de longa duração e DPs, o gás produzido será tratado e comprimido para a utilização interna, para a autossuficiência da planta. O excedente será utilizado para o método de elevação artificial *gas-lift*, injetado em reservatório ou escoado via gasodutos, que interligarão os respectivos FPSOs à malha de escoamento de gás do PPSBS. Nos campos com elevado teor de CO₂, a maior parte do CO₂ produzido será reinjetado para fins de armazenamento geológico no próprio reservatório produtor, contribuindo significativamente para a redução das emissões de gases de efeito estufa.

A descrição dos FPSOs encontra-se nos itens subsequentes. Os detalhamentos dos sistemas de cada FPSO serão apresentados nos requerimentos das licenças de instalação.

II.2.4.2.1 FPSO Teórico 1

O FPSO Teórico 1 conjugará atividades de processamento primário de produção, estocagem e transferência de óleo para navios aliviadores. O gás produzido será tratado e reinjetado em reservatório para uma recuperação avançada ou secundária de petróleo (*Enhancement Oil Recovery - EOR*), pois auxilia a reposição de pressão no reservatório e contribui para a eficiência de varrido e para incremento do fator de recuperação. Ainda, uma parte do gás será consumida internamente pela unidade na geração de energia. Também, parte do

gás movimentado na unidade poderá ser utilizado no método artificial de elevação por *gas-lift*. Finalmente, caso o gás produzido tenha baixos níveis de contaminantes, o FPSO Teórico 1 pode ser configurado para permitir sua exportação para eventual disponibilização ao mercado consumidor de gás natural.

A corrente para consumo interno de combustível (gás combustível) passará por sistema de remoção de CO₂ reduzindo as emissões de gases de efeito estufa nos exaustos das turbinas.

O **Quadro II.2.1.5.1.13-1** apresenta as principais características do FPSO Teórico 1.

Quadro II.2.1.5.1.13-1 – Características Gerais do FPSO Teórico 1.

CARACTERÍSTICAS	DESCRIÇÃO
Nome	FPSO Teórico 1
Origem/Bandeira	Não definido
Sociedade Classificadora	Não definido
Ancoragem	<i>Spread Mooring System</i>
Comprimento Total	345,30m
Boca moldada	60,00 m
Pontal (Altura até convés principal)	34,30 m
Borda livre	7,30 m
Peso leve do casco	78.949 t
Calado médio	23,23 m
Altura do <i>Flare</i> (a partir do <i>deck</i>)	No mínimo 149 m acima do <i>deck</i> principal
Capacidade total dos tanques de óleo	427.768 m ³ (2.690.575 bbl)
Guindastes	2 guindastes a meia nau com capacidade de 40 t.
Sistema de geração de energia	4 turbo-geradores de 33 MW a gás e/ou diesel cada; 2 moto-geradores a diesel adicionais de 7,50 MW; 1 moto-gerador a diesel auxiliar de 2,50 MW; 1 moto gerador a diesel de emergência de 2,50 MW.
Unidade de Tratamento de Esgotos	Princípio de Tratamento: Lodo Ativado
Capacidade de produção	Capacidade de processamento de 35.800 m ³ /d (225.000 bpd) de óleo e 39.800 m ³ /d (250.000 bpd) de líquido, 39.800 m ³ /d (250.000 bpd) de injeção de água, compressão de até 12.000.000 m ³ /dia de gás.
Capacidade de alojamento	240 pessoas
Heliponto	Formato: Octogonal Dispõe de equipamentos para reabastecimento
Salvatagem	04 baleeiras com capacidade para 120 pessoas cada (POB = 240) sendo duas na popa/bombordo e duas na popa/boreste; 20 balsas salva vidas com capacidade para 25 pessoas cada, sendo dez na popa/bombordo e dez na popa/boreste; 02 balsas salva vidas com capacidade para 25 pessoas cada, sendo uma na proa/bombordo e uma na proa/boreste; 01 bote resgate com capacidade para 06 pessoas a boreste;

A. Casco

O FPSO Teórico 1 está dimensionado para atender às necessidades operacionais (carga de convés, estabilidade, capacidade de armazenamento, movimentos, etc.) e aos requisitos de Regra da Sociedade Classificadora, além de Regulamentos Estatutários Internacionais exigidos pelo país de registro.

Visando garantir a vida útil do FPSO, devem ser verificados os esforços globais e de fadiga no casco, considerando a ação de ondas, vento e correnteza, típicas da Bacia de Santos. Especificações para todos os materiais estruturais utilizados na construção do casco foram estabelecidas.

O convés principal deve ser reforçado nas estruturas da planta de produção, suporte dos *risers*, heliponto, guindaste e área de popa e proa dos equipamentos do sistema *offloading*.

A seleção do aço utilizado na estrutura do casco deve ser determinada de acordo com os requerimentos e regulamentações, considerando as conexões estruturais, espessura do material, composição dos fluidos e temperatura mínima operacional.

B. Tanques

A estocagem de óleo cru no FPSO Teórico 1 poderá ser realizada em até 19 tanques que juntos terão capacidade total de até 427.768 m³ (2.690.575 bbl). Não foram incluídos neste cálculo dois tanques de *slop* com capacidade de 8.370m³ (52.646 bbl) cada. Além destes, os tanques de óleo diesel possuirão capacidade de 7.798,7 m³. Somando-se estes valores, o volume total calculado para os tanques específicos para o armazenamento de óleo, ou que podem receber óleo, foi de 452.306,7 m³. Para o **subitem II.6.2.2 – Modelagem da Dispersão de Óleo** e **Capítulo II.10 - Análise e Gerenciamento de Risco** foi utilizado de forma conservadora o volume de 460.000 m³. Estes valores podem ser observados na **Tabela II.2.1.5.1.13-1**.

Tabela II.2.1.5.1.13-1 – Relação dos tanques do FPSO Teórico 1.

IDENTIFICAÇÃO DO TANQUE	PRODUTO QUE ARMAZENA	CAPACIDADE (100%)	
		m ³	BARRIS
TANQUES DE CARGA			
Tanque de Óleo nº 1 Central		25415	159855
Tanque de Óleo nº 2 Central		25415	159855
Tanque de Óleo nº 3 Central		29045	182687
Tanque de Óleo nº 4 Central		29045	182687
Tanque de Óleo nº 5 Central		29045	182687
Tanque de Óleo nº 6 Central		25415	159855
Tanque de Óleo nº 7 Central		27230	171271
Tanque de Óleo nº 1 Bombordo		19531	122846
Tanque de Óleo nº 1 Boreste		19531	122846
Tanque de Óleo nº 3 Bombordo	Óleo	22321	140395
Tanque de Óleo nº 3 Boreste		22321	140395
Tanque de Óleo nº 4 Bombordo		22321	140395
Tanque de Óleo nº 4 Boreste		22321	140395
Tanque de Óleo nº 5 Bombordo		22321	140395
Tanque de Óleo nº 5 Boreste		22321	140395
Tanque de Óleo nº 6 Bombordo		19531	122846
Tanque de Óleo nº 6 Bombordo		19531	122846
Tanque de Óleo nº 7 Bombordo		12555	78968
Tanque de Óleo nº 7 Boreste		12555	78968
Tanque de Slop Bombordo	Água Oleosa	8370	52646
Tanque de Slop Boreste		8370	52646
TANQUES DE ÁGUA DE LASTRO			
Tanque de Lastro Vante Bombordo		16258	102260
Tanque de Lastro Vante Boreste		16258	102260
Tanque de Lastro nº 1 Bombordo		6015	37833
Tanque de Lastro nº 1 Boreste		6015	37833
Tanque de Lastro nº 2 Bombordo		6015	37833
Tanque de Lastro nº 2 Boreste		6015	37833
Tanque de Lastro nº 3 Bombordo		6874	43236
Tanque de Lastro nº 3 Boreste		6874	43236
Tanque de Lastro nº 4 Bombordo		6874	43236
Tanque de Lastro nº 4 Boreste	Água de Lastro	6874	43236
Tanque de Lastro nº 5 Bombordo		6874	43236
Tanque de Lastro nº 5 Boreste		6874	43236
Tanque de Lastro nº 6 Bombordo		6015	37833
Tanque de Lastro nº 6 Boreste		6015	37833
Tanque de Lastro nº 7 Bombordo		3867	24323
Tanque de Lastro nº 7 Boreste		3867	24323
Tanque de Lastro nº 8 Bombordo		3150	19813
Tanque de Lastro nº 8 Boreste		3150	19813
Tanque de Lastro nº 9 Bombordo		3992	25109
Tanque de Lastro nº 9 Boreste		3992	25109

Continua

Continuação Tabela II.2.4.2.1-1

IDENTIFICAÇÃO DO TANQUE	PRODUTO QUE ARMAZENA	CAPACIDADE (100%)	
		m ³	BARRIS
TANQUES DE DIESEL			
Tanque de Serviço nº 1 Bombordo		1494,7	9401
Tanque de Serviço nº 2 Boreste		1494,7	9401
Tanque de Estocagem nº 1 Bombordo		2310	14529
Tanque de Estocagem nº 2 Boreste		2310	14529
Tanque Diário de Serviço GGI	Óleo Diesel	27,702	174,240
Tanque de Serviço de Vante		8,311	52,275
Tanque de Serviço de Popa		126,044	792,792
Tanque Diário do GA		13,608	85,592
Tanque Diário do GE		13,608	85,592
TANQUES DE ÁGUA			
Tanque Água Destilada Bombordo		524	3296
Tanque Água Doce Boreste		1600,8	10069
Tanque Água Doce Bombordo		1620,3	10191
Tanque Água Destilada Boreste	Água	543,5	3419
Tanque de Água Produzida Bombordo		19530,6	122844
Tanque de Água Produzida Boreste		19530,6	122844

Os tanques de *slop* receberão água proveniente do sistema de drenagem aberta do nível superior do FPSO, drenagem do convés, água de lavagem de tanques, água de lavagem dos mangotes de *offloading*, além das águas provenientes das bandejas de drenagem dos equipamentos da produção.

Todos os tanques de armazenamento de óleo possuirão medidores de nível. Estes tanques serão mantidos pressurizados com gás inerte, que tem seu teor de oxigênio monitorado. Este sistema funcionará de forma a prevenir a formação de vácuo e de atmosferas inflamáveis e explosivas. Os tanques de carga (óleo cru) e lastro terão acessos que permitirão inspeção interna quando estiverem vazios.

O FPSO Teórico 1 também contará com um sistema de limpeza de tanque com óleo cru e água salgada denominados respectivamente, *Crude Oil Washing (COW)* e *Seawater Washing (SWW)*. Este sistema será constituído de máquinas fixas e portáteis instaladas em todos os tanques de carga e *slops*. O efluente gerado nestas operações de limpeza será encaminhado aos tanques de *slop*.

As tubulações dos tanques de carga, lastro e outros serão individualizados, a fim de evitar o contato entre os diferentes fluidos.

No caso específico do FPSO Teórico 1, não teremos os tanques de Óleo Combustível Marítimo.

C. Sistema de Gás Inerte (SGI)

A inertização dos tanques é feita para prevenir a formação de atmosferas inflamáveis e explosivas ou de vácuo durante a redução do volume de líquido dos tanques, através da eliminação do agente comburente oxigênio no volume livre desses tanques.

O FPSO Teórico 1 possuirá uma planta para geração e tratamento de gás inerte baseada na queima de gás combustível ou óleo diesel. Durante as operações de alívio (*offloading*), um sistema de distribuição será utilizado para fornecimento de gás inerte aos tanques de carga, mantendo-os com uma atmosfera com baixo teor de oxigênio e pressão positiva. O teor de oxigênio no gás inerte suprido aos tanques é constantemente monitorado, sendo descartado para a atmosfera todo o gás não enquadrado em requisitos seguros.

Visando a proteção dos tanques de carga e *slop* contra sobrepessão ou vácuo, válvulas de segurança serão instaladas nas linhas de ventilação dos tanques.

D. Sistema de Lastro

Durante a transferência de óleo do FPSO Teórico 1 para o navio aliviador, o volume de óleo nos tanques de armazenagem será reduzido, diminuindo-se assim o calado da embarcação. Para manter a estabilidade e os esforços na estrutura do FPSO, a bomba de lastro eventualmente será colocada em operação, captando água do mar e bombeando para os tanques de lastro.

O sistema de lastro é totalmente isolado do sistema de armazenagem do petróleo e seus tanques e bombas serão totalmente independentes. Como não há nenhuma possibilidade de contaminação da água de lastro com óleo, o sistema não é considerado uma fonte de efluentes.

Durante o transporte dos FPSOs Teórico 1 para o Brasil serão implementadas medidas regidas internacionalmente pelo IMO (International Maritime Organization)

vigentes à época de forma a reduzir a possibilidade de ocorrer introdução de espécies exóticas via água de lastro.

E. Planta de Processamento da Produção

A planta de processamento da produção do FPSO Teórico 1 possuirá os recursos necessários para a separação inicial dos fluidos produzidos pelos poços. A planta será dividida em módulos, posicionados de acordo com a sequência lógica do processamento de fluidos. Os módulos de processamento assim como os demais módulos auxiliares estarão localizados em áreas abertas do convés, expostas à ventilação natural.

O projeto da planta de processamento permitirá a separação do óleo, gás e água, tratamento e estabilização do óleo, tratamento de gás e tratamento da água produzida que será descartada ao mar dentro dos padrões estabelecidos pela Resolução CONAMA 393/2007, ou reinjetada no reservatório.

Para auxiliar as etapas de tratamento dos fluidos, bem como manter a integridade das instalações, a unidade será dotada de um sistema de injeção de produtos químicos (desemulsificantes, antiespumante, inibidor de incrustação, inibidores de corrosão, polieletrólitos, biocida de choque, bioestático, e biodispersante e sequestrante de cloro, de oxigênio e de H₂S, ácido acético, biocoagulante).

Os sistemas que compõem a planta de processamento primário da produção de óleo, gás e água no FPSO Teórico 1 serão:

- Separação e Tratamento de óleo;
- Tratamento e compressão de gás;
- Tratamento do gás combustível;
- Tocha (*Flare*) e *Vent*;
- Tratamento da Água Produzida;
- Tratamento da Água do Mar para injeção;
- Geração de Energia;
- Transferência de Óleo (*Offloading*);
- Utilidades (Água Potável, Ar de Serviço e Ar de Instrumento, etc).

F. Sistema de Separação e Tratamento de Óleo, Água Produzida e Gás

O sistema de separação de óleo será constituído pelos seguintes equipamentos:

- Separador de água livre (Separador trifásico de alta pressão);
- Pré-aquecedor de Produção;
- Aquecedor de Produção;
- Degaseificador-1 (Separador Bifásico de Pressão Intermediária);
- Pré-Tratador Eletrostático;
- Degaseificador-2 (Separador Bifásico de baixa pressão);
- Tratador Eletrostático.

O processo de tratamento de água produzida será composto pelas seguintes etapas:

- Vaso coletor ou vaso *skimmer*; Hidrociclones;
- Flotador.

O processo de tratamento de gás produzido é composto pelas seguintes etapas:

- Compressão do gás;
- Desidratação do gás por TEG;
- Ajuste de ponto de orvalho por circuito de refrigeração;
- Remoção de CO₂ por membranas;
- Unidade de Recuperação de Vapor (URV) do tipo parafuso;
- *Flare e Vent.*

O fluxograma apresentado na **Figura II.2.1.5.1.13-1** mostra o fluxo das correntes da planta de processamento do FPSO Teórico 1.

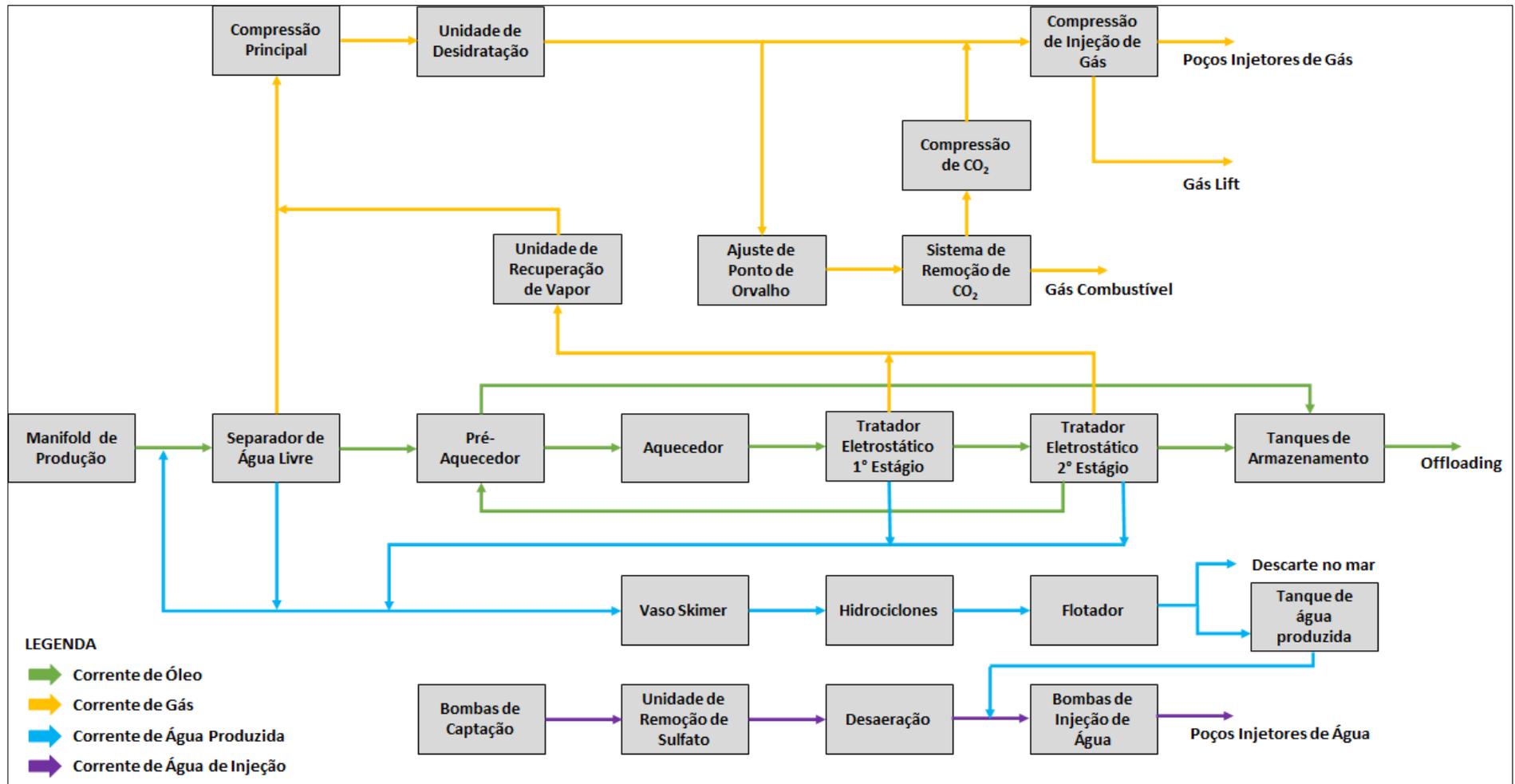


Figura II.2.1.5.1.13-1 – Diagrama esquemático do processo de separação e tratamento de óleo, gás e água produzida do FPSO Teórico 1.

Fonte: PETROBRAS.

A planta de processo do FPSO Teórico 1 terá capacidade para processar 35.800 m³/d (225.000 bpd) de óleo e 12,0 MM m³/d de gás, além de tratar 31.800 m³/d (200.000 bpd) de água produzida.

O óleo proveniente dos poços produtores chega ao FPSO e recebe inicialmente a injeção de produtos químicos como desemulsificante, antiincrustante e antiespumante, para aumentar a eficiência de separação entre as fases óleo, água e gás.

O Separador de Água Livre (separador trifásico) irá operar à pressão de 2.260 kPa_(a) e promoverá a separação das fases óleo, gás e água, seguido de um sistema de aquecimento, que elevará a temperatura para 90°C contribuindo para a separação entre as fases óleo, água e gás na etapa seguinte.

Em seguida, o óleo seguirá para o primeiro e depois para o segundo estágio de tratamento eletrostático, para o enquadramento do teor de água, da salinidade e para a especificação da Pressão de Vapor Reid (PVR). Dentro do vaso de tratamento eletrostático, a separação entre água e óleo será promovida pela eletrocoalescência das gotículas de água, que ficarão mais pesadas e decantam gravitacionalmente para a parte inferior do vaso. Para o bom funcionamento não pode haver liberação de gás entre os eletrodos, por isto sobre cada tratador eletrostático, um vaso separador bifásico permitirá a remoção do gás. O tratador eletrostático de primeiro estágio irá operar à pressão de 890 kPa_(a) e de segundo estágio à 215 kPa.

Os dois tratadores eletrostáticos em série realizarão o enquadramento dos parâmetros de fração de água e sedimentos, ou *Basic Sediments and Water (BSW)* e salinidade. Caso a salinidade da água produzida seja elevada (superior a 55.000 mg/L), torna-se necessária a injeção de água de diluição de baixa salinidade entre os dois estágios de tratamento eletrostático, com o objetivo de reduzir a salinidade da água emulsionada na fase óleo. O tratamento eletrostático garante que a *BSW* fique dentro dos limites requeridos de *BSW* de 0,5 % (v/v) e salinidade de 285 mg/L equivalente em NaCl.

O óleo estabilizado será, então, encaminhado para resfriamento, medição e armazenamento nos tanques de carga. O FPSO também possuirá um separador

de teste com aquecimento a montante do mesmo, para a realização de teste individual de poços.

A **Figura II.2.1.5.1.13-2** apresenta o fluxograma detalhado da planta de tratamento de óleo.

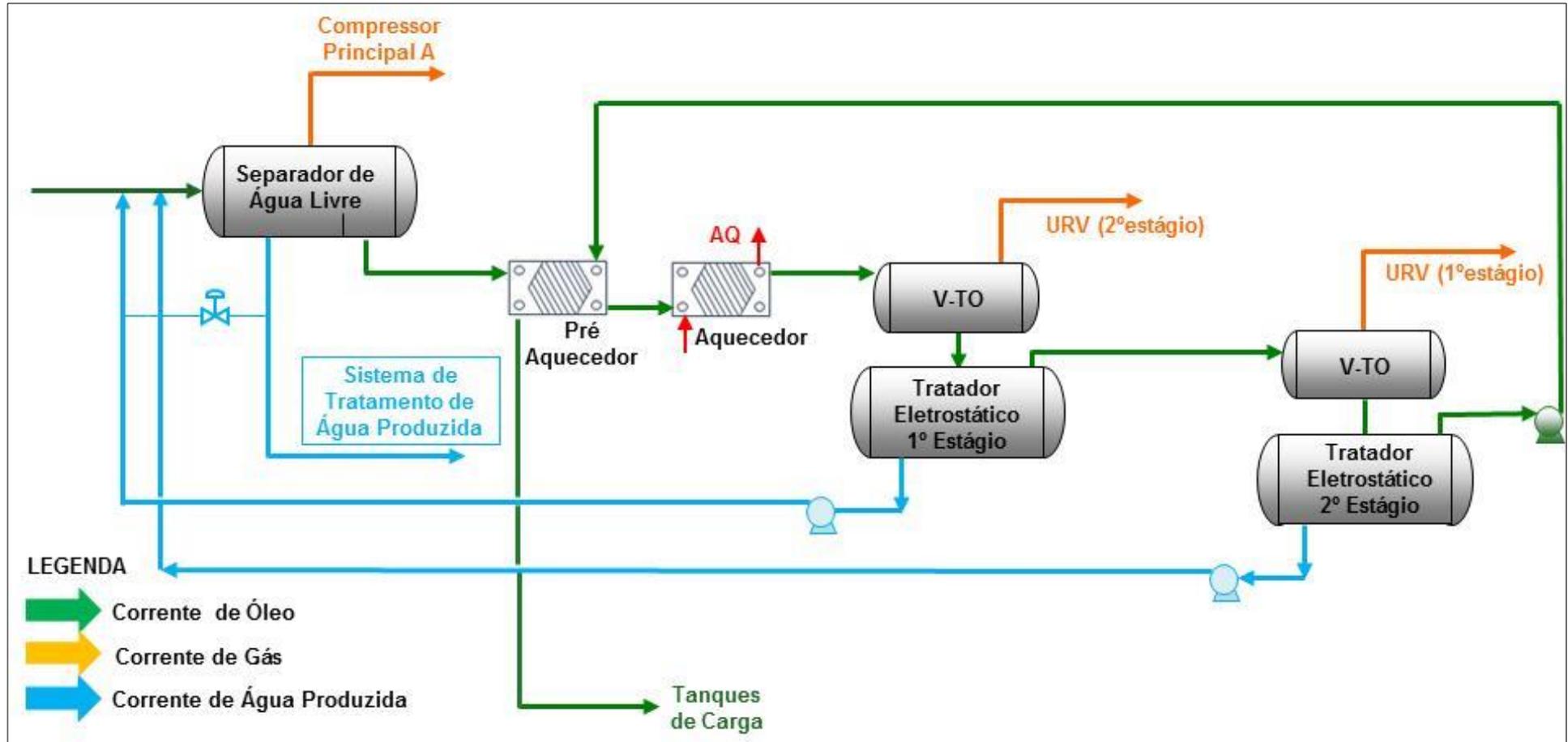


Figura II.2.1.5.1.13-2 – Fluxograma detalhado da planta de tratamento de óleo do FPSO Teórico 1.
Fonte: PETROBRAS.

A água decantada no interior de um tanque de carga, antes da realização de uma operação de transferência (*offloading*) é transferida para os tanques *off spec de óleo*, dependendo das características de projeto e operacionais da unidade, sendo tratada e descartada conforme a legislação. Essa operação é conhecida como “raspagem”.

F.1. Tratamento e Compressão de Gás

A planta de tratamento de gás tem por objetivo atender aos requisitos necessários para a utilização interna como gás combustível ou uso específico, para a utilização em método de elevação artificial do tipo gás *lift*, para a injeção em reservatório e, eventualmente, para exportação.

O gás obtido nos três estágios de separação será encaminhado para a unidade de tratamento de gás, que consiste em um sistema de compressão principal, desidratação e compressão de injeção. Ainda existem facilidades para o tratamento de gás combustível incluindo o ajuste de ponto de orvalho, remoção de CO₂ e compressão de CO₂.

A corrente de gás proveniente do separador de água livre será encaminhada para o sistema de Compressão Principal. As correntes de gás provenientes dos degaseificadores de pressão intermediária e de baixa pressão serão encaminhadas para a Unidade de Recuperação de Vapor (URV) e posteriormente seguem para a Compressão Principal.

A corrente de gás da Compressão Principal será encaminhada para, juntamente com a corrente de gás do separador de alta pressão, unidade de desidratação de gás, que será por TEG. O ajuste de ponto de orvalho será por resfriamento com ciclo refrigerante, e o sistema de remoção de CO₂ será através da permeação em membranas.

No sistema de remoção de CO₂, a força motriz da separação por membranas é a diferença entre o potencial químico para cada componente entre a alimentação e o permeado (corrente rica em CO₂). É razoável considerar em lugar do potencial químico a fugacidade ou até mesmo a pressão parcial de cada componente. Para permitir a separação, a corrente de permeado irá operar em pressão reduzida de 400 kPa, em relação à alimentação de cerca 5.300 kPa. O teor de CO₂ do gás

combustível será de 3% especificado nas membranas de remoção de CO₂. Caso o gás produzido contenha teores de CO₂ inferiores à 3%, a unidade de remoção de CO₂ não será utilizada.

As membranas tem uma vida útil média prevista de 3 a 5 anos. Após a perda de desempenho das membranas, a sua substituição se faz 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.

A planta estará preparada para a injeção de todo o gás produzido, além do uso como gás combustível e *gas lift*. A injeção do gás em reservatório será realizada para aumentar o fator de recuperação de óleo. A corrente rica em CO₂, proveniente do sistema de remoção de CO₂ será injetada em conjunto com a corrente principal de gás reduzindo as emissões de gases de efeito estufa. Além disso, a depender do teor de contaminantes, o gás pode ser exportado.

O fluxograma detalhado da planta de tratamento de gás é apresentado na **Figura II.2.1.5.1.13-3**.

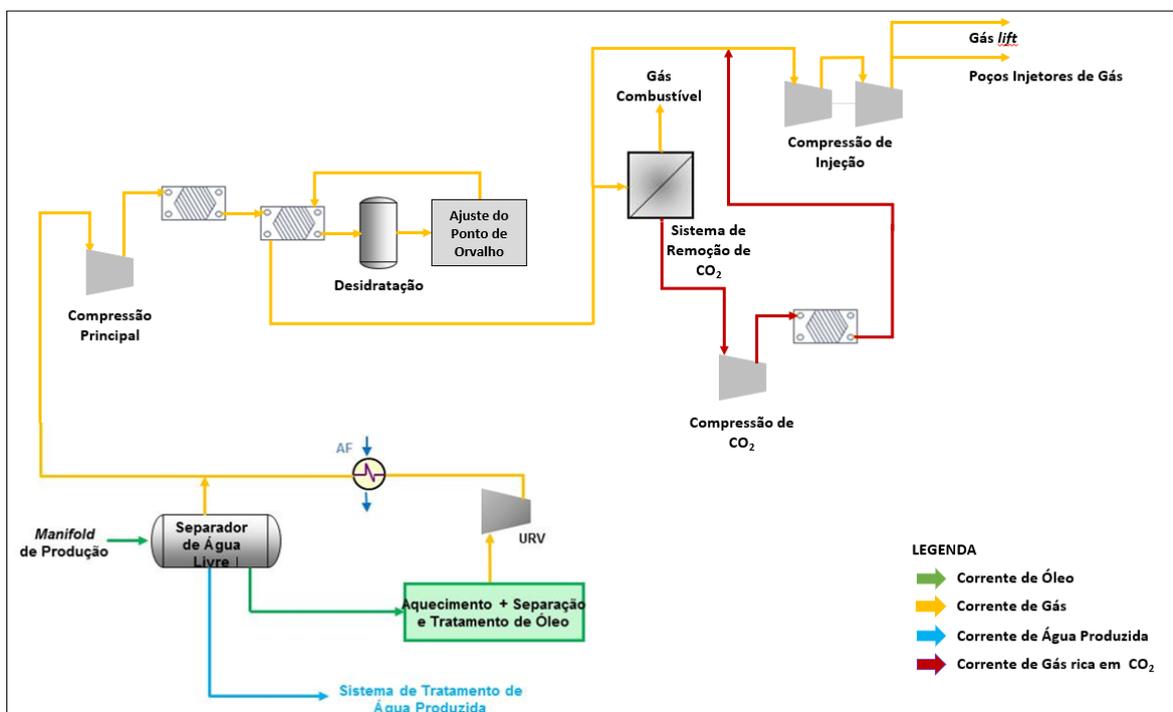


Figura II.2.1.5.1.13-3 – Fluxograma detalhado da planta de tratamento de gás do FPSO Teórico 1.

Fonte: PETROBRAS.

Após o tratamento e remoção de CO₂, o gás de hidrocarbonetos será encaminhado para o sistema de gás combustível ou para o sistema de Compressão de Injeção, que eleva a pressão do gás até valores necessários para a injeção do gás em reservatório, que podem variar entre 55.000 kPa_(a) e 76.000 kPa_(a). O gás também poderá ser utilizado para *gas lift* ou exportado.

A corrente rica em CO₂, separada do gás de hidrocarbonetos será comprimida pelo sistema de Compressão de CO₂ e, em seguida, encaminhada para o sistema de Compressão de Injeção responsável pela elevação da pressão para a injeção em reservatório.

G. Sistema de Flare e Vent

O sistema de tocha ou “*Flare*” tem importância muito relevante nos aspectos de segurança da unidade, tendo a função de descarte atmosférico de hidrocarbonetos gasosos de forma segura, aliviando a pressão e o inventário de hidrocarbonetos da planta de produção, em situações emergenciais. As correntes oriundas das válvulas de alívio de pressão (PSVs), das válvulas de despressurização automática (BDVs) ou das válvulas de controle de Pressão (PCVs ou PVs) são alinhadas para o sistema de tocha. As PSVs atuam numa situação de sobrepressão provocada por incidentes operacionais que podem provocar a ruptura de equipamentos, instrumentos, tubulações e acessórios. As válvulas de despressurização (BDVs - *Blowdown Valves*) atuam quando acionadas automaticamente pelo sistema de proteção emergencial (ESD), objetivando a liberação da pressão e do inventário de hidrocarbonetos da planta de produção. As Válvulas de Controle de Pressão (PCVs ou PVs) aliviam a pressão em situações de paradas não programadas; desconroles operacionais devido à instabilidade da planta; desligamento de compressores; durante a partida e parada da planta de processamento e de tratamento de óleo e de gás e em situações emergenciais.

Em condições normais de operação, a planta de produção foi projetada para operar apenas com queima no piloto e no sistema de purga, importantes para manter a operação do sistema de “*Flare*” numa condição segura.

Os sistemas de descarte atmosféricos coadunam a escala de tempo dos eventos numa plataforma, de micro ou milissegundos, com a escala de tempo da reação humana, por mais treinada que seja, de minutos. Assim, os sistemas de descarte devem receber variações bruscas de carga e tratá-las adequadamente sem requerer intervenção humana.

O sistema da tocha deve executar a combustão dos efluentes gasosos descartados pela unidade de produção e deve queimar adequadamente qualquer vazão de gás desde a mínima até a máxima, em qualquer condição de queima contínua e de emergência. No projeto térmico da tocha, para a aceitação do máximo fluxo de radiação total incidente sobre as áreas de trabalho, será seguida a norma API STD 521.

O sistema da tocha contará com dois sistemas independentes, com coletores, vasos depuradores e tocha, um do sistema da tocha de alta pressão e outro do sistema da tocha de baixa pressão. O sistema de baixa pressão, geralmente recebem o alívio dos equipamentos e sistemas com pressões inferiores a 6 bar (a).

A rede de Alívio e despressurização (coletores) é composta por válvulas (PSVs, PCVs, PVs e BDVs) e tubulações que convergem a uma rede coletora até chegar ao Vaso da Tocha. O condensado recuperado nos vasos é enviado para a planta de produção.

Os pilotos da tocha devem ser alimentados por gás natural oriundo do sistema de gás combustível e, como reserva, por garrafas de GLP com acionamento manual. Os pilotos devem ser projetados para manter continuamente a queima estável com ventos e chuva, garantindo assim a ignição dos gases aliviados. O acendimento dos pilotos pode ser realizado por um sistema de frente de chama e por um sistema eletroeletrônico.

O sistema de gás de purga deve ser injetado no sistema de tubulações de gás para a tocha nos pontos mais a montante, ou seja, mais afastados da tocha de modo que todas as tubulações permaneçam cheias de gás de purga e sob pressão positiva, evitando com isso uma atmosfera explosiva dentro da tubulação, situação que pode levar a cenário de retorno da chama para dentro da tubulação, com possibilidade de ruptura de vasos e tubulações.

A **Figura II.2.1.5.1.13-4** apresenta representação esquemática simplificada do sistema de *flare*.

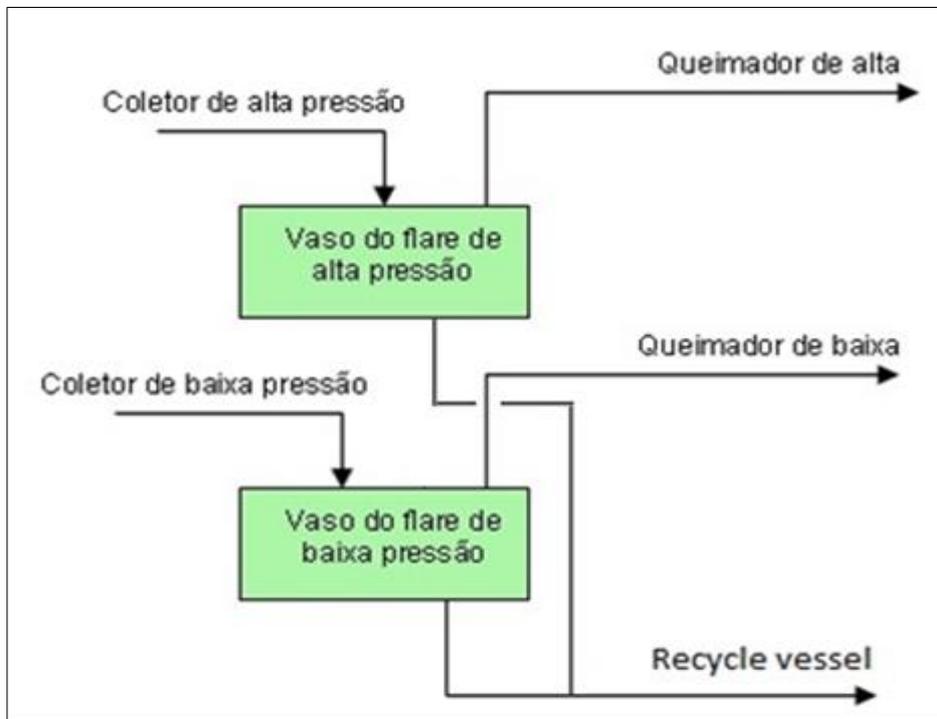


Figura II.2.1.5.1.13-4 – Fluxograma esquemático do Sistema do Flare do FPSO Teórico 1.

Fonte: PETROBRAS.

O FPSO teórico 1 será projetado com um Sistema de Recuperação de Gás do Flare (FGRS), ou “Flare Fechado”. Esse sistema objetiva recuperar o volume de gás proveniente de vazamentos contínuos de válvulas, limitados a uma vazão instantânea e contínua de aproximadamente 75.000 Nm³/dia. Ao ultrapassar esse limite de vazão instantânea, o sistema é desativado de modo a manter o sistema de tocha original, garantindo assim a segurança das instalações. Ressalta-se que, na condição normal de operação, não é esperada uma vazão contínua instantânea oriunda de vazamentos de válvulas (PCVs, PSVs ou BDVs). Essa tecnologia vem sendo adotada em recentes projetos onde a PETROBRAS é a proprietária da unidade. Para unidades de produção com grande capacidade de processamento de gás, os ganhos relativos com este aproveitamento do mesmo não são

relevantes. O aproveitamento do gás é monitorado através de um índice de controle nomeado de IUGA (Indicador de Utilização do Gás Associado produzido).

Porém, com a instalação do FGRS, aspectos de segurança necessitam ser criteriosamente observados. Isto porque, para viabilizar a recuperação do gás, faz-se necessário incluir válvulas de bloqueio na linha da tocha, chamadas de “QOV” (Quick Opening Valves, ou válvulas de abertura rápida). Quando essas válvulas estiverem fechadas, é possível a recuperação dos gases, utilizando para isso uma unidade compressora de gás e encaminhando o gás recuperado de volta ao processo.

As QOVs devem ser instaladas no coletor principal da tocha a jusante dos vasos depuradores de Alta pressão (AP) e Baixa Pressão (BP). Cada QOV deve ter sua própria proteção de Válvula *Buckling Pin* (BPV) em uma linha de desvio. As válvulas QOV devem se mover de fechada para totalmente abertas em menos de 3 segundos.

Os coletores da tocha de AP e BP devem ser purgados com nitrogênio de baixa pureza (96 a 98%) gerado localmente a partir do ar atmosférico, através de pequenos geradores dedicados. Os geradores de N₂ devem ter arranjo de 2 x 100% de capacidade e devem ser alimentados pelo circuito elétrico de emergência. Se os dois geradores de nitrogênio falharem, uma linha dedicada de gás natural deve alimentar gás de purga para o sistema. O sistema de purga deve ter medição de taxa de vazão com alarme de baixa vazão e troca automática de fonte de suprimento de gás de purga. O gás de purga deve ser injetado nos coletores das tochas de BP e AP a jusante de suas válvulas QOV.

Sensores de oxigênio devem ser instalados nos coletores das tochas de AP e BP a jusante de suas válvulas QOV. O nível de oxigênio dentro dos coletores de tocha deve ser mantido abaixo de 5% em volume.

O gás de queima enviado para a tocha deve entrar em ignição logo ao chegar nos queimadores da mesma. Dois sistemas de pilotos concomitantes devem ser instalados: (i) sistema de centelha elétrica contínua e (ii) pelotas de ignição. O primeiro possui diversos dispositivos de ignição na ponta da tocha (queimadores). O dispositivo de ignição pode operar continuamente ou ser partido apenas quando a válvula QOV abre. Entretanto, confiabilidade suficiente deve ser demonstrada na

partida da opção não contínua e resistência suficiente deve ser demonstrada pela contínua. O segundo é baseado nas pelotas ou pequenos foguetes propelidos por ar comprimido. A pelota é enviada em alta velocidade através de um tubo de pequeno diâmetro da plataforma até a ponta da tocha onde atinge uma chapa de aço perto dos queimadores da tocha. Uma grande nuvem de faíscas provoca a ignição do gás da tocha. Deve haver um atraso entre a abertura da QOV (fornecimento de gás de queima) e o despacho da pelota, pois deve existir uma mistura de gás e ar na ponta da tocha quando a pelota atinge a chapa de aço.

A prontidão e disponibilidade do sistema de ignição deve ser monitorada continuamente e medidas corretivas devem ser tomadas imediatamente mesmo quando a tocha não estiver sendo usada.

Além dos sistemas de *Tocha* (“*Flare*”), a unidade possuirá *vents* para o escape de gases provenientes dos processos das instalações e dos tanques de carga que operam próximos à pressão atmosférica, tais como tanques de produtos químicos e tanques de carga.

H. Tratamento de Água Produzida

O sistema de tratamento de água produzida possuirá basicamente os seguintes equipamentos principais: vaso coletor, hidrociclones e flotador. Além de tanque de água de produzida e filtros para especificar a água em teor de sólidos suspensos para reinjeção no reservatório.

A água proveniente do separador de água livre será encaminhada juntamente com a corrente de água proveniente dos tratadores eletrostáticos ao vaso coletor, vaso *skimmer* ou vaso *flash*. Em seguida, a água contendo Teor de Óleo e Graxas (TOG) em torno de 1.000 ppm seguirá para os hidrociclones, os quais promoverão a separação entre óleo e água por efeito centrífugo, resultando em um TOG em torno de 100 ppm. A última etapa do tratamento será realizada no flotador, cuja função é fazer o polimento da água já tratada pelos hidrociclones, especificando o teor de óleo dentro dos limites exigidos pela legislação. Ao sair do flotador, a água produzida seguirá para o descarte, conforme os parâmetros estabelecidos pela Resolução CONAMA 393/2007. O

FPSO teórico 1 possuirá ainda a possibilidade de reinjeção da água produzida no reservatório produtor.

A corrente de óleo recuperado da água produzida nas etapas de tratamento por hidrociclones e flotorador será recolhida e encaminhada para reprocessamento na planta de tratamento de óleo. Esta corrente poderá ser enviada diretamente ou através de vasos ou tanques intermediários como os chamados vaso de reciclo, vaso de drenagem ou tanque *offspec*.

A qualidade da água tratada será monitorada continuamente por um sensor de Teor de Óleo e Graxas (TOG) localizado na linha de descarte, que interromperá o lançamento caso o efluente esteja fora de especificação. Nesse caso contingencial, a água desenquadrada será enviada para o tanque de água produzida, onde passará por decantação. Após o mesmo a água poderá ser enviada para a reinjeção, para descarte no mar, ou gradativamente reprocessada.

O diagrama esquemático da planta de tratamento de água produzida é apresentado na **Figura II.2.1.5.1.13-5**.

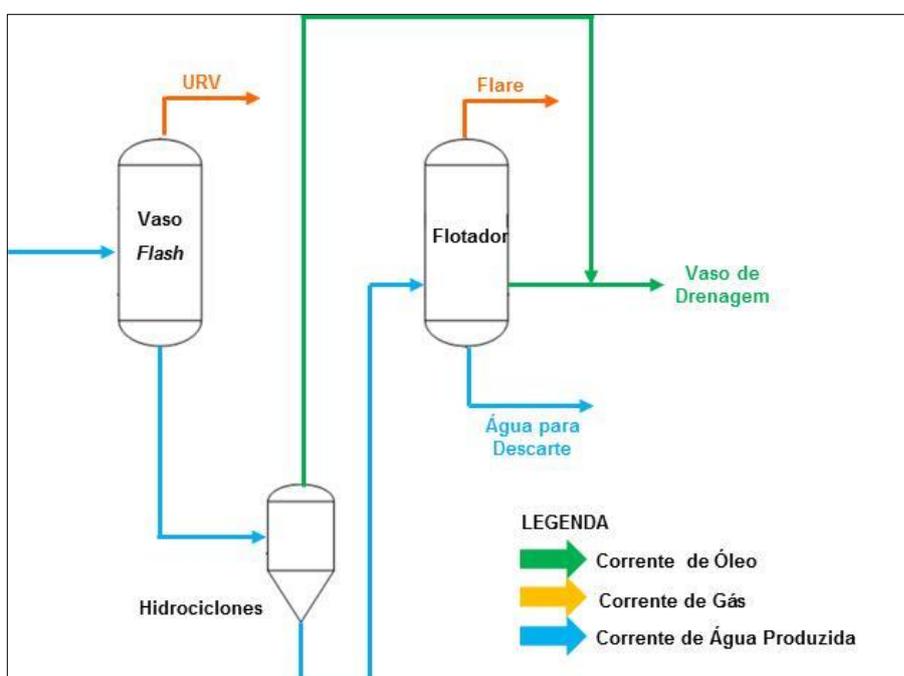


Figura II.2.1.5.1.13-5 – Fluxograma detalhado da planta de tratamento de água produzida do FPSO Teórico 1.

Fonte: PETROBRAS.

I. Sistema de Tratamento de Água de Injeção

O tratamento de água de injeção é composto das etapas de filtração, dessulfatação e desaeração. A finalidade do tratamento da água de injeção é evitar corrosão na tubulação dos poços de injeção, formação de incrustação na tubulação dos poços de produção de óleo e obstrução do meio poroso da rocha-reservatório.

Nos sistemas de água de injeção em reservatórios com grande potencial de incrustação, é necessário que a água captada no mar passe por um processo de nanofiltração, através de membranas de acetato de celulose revestidas de poliamida, que compõem a Unidade de Remoção de Sulfatos (URS), cuja função é reduzir o teor de sulfatos na água, de aproximadamente 2.800 mg/L (concentração usual para a água do mar) para valores entre 40 mg/L e 100 mg/L, evitando assim a precipitação de sais insolúveis de sulfato como sulfato de bário ($BaSO_4$), sulfato de estrôncio ($SrSO_4$) e sulfato de cálcio ($CaSO_4$), quando a água do mar se mistura à água presente em reservatório. Devido à baixa solubilidade dos sais formados, pequenas concentrações de cátions Bário, Estrôncio e Cálcio na água presente em reservatório são suficientes para a formação de incrustações.

A água utilizada no sistema de tratamento da água de injeção será captada no mar, por meio de bombas de captação e passará pelos seguintes processos:

- (A) Injeção de cloro ativo (hipoclorito) atuando como bactericida e evitando formação de cracas nos equipamentos;
- (B) Filtragem e ultrafiltração para remoção de sólidos acima de $0,22 \mu m$;
- (C) Tratamento químico com a injeção de sequestrante de cloro e oxigênio, inibidor de incrustação e biocida de choque;
- (D) Dessulfatação para redução do teor de sulfato;
- (E) Tratamento químico da água a ser injetada no reservatório com a injeção de sequestrante de oxigênio, biocida contínuo e biocida de choque.
- (F) Desaeração a vácuo.

Após o processo de filtragem é necessária a injeção de inibidor de incrustação, sequestrante de cloro e oxigênio, além de biocida, com a finalidade de proteger as membranas da unidade de remoção de sulfato contra a deposição de matéria

orgânica (*biofouling*). Todo cloro ativo remanescente irá reagir com o sequestrante de cloro e oxigênio reduzindo a sua concentração na forma livre evitando a degradação das membranas. O biocida de choque será utilizado de modo intermitente, sendo injetado até sete vezes por semana, durante um período de uma hora. Se necessário, outras aplicações de biocida de choque poderão ser realizadas.

A corrente de água do mar será bombeada para os bancos de membranas, onde sofrerá uma redução dos sulfatos. O processo é dividido em trens de dessulfatação. Cada trem é dividido em dois estágios, sendo que cada estágio divide igualmente o fluxo entre permeado e rejeito. Cada trem possui dois bancos no primeiro estágio e um banco no segundo estágio totalizando três bancos de membranas por trem. No primeiro estágio, 50% do fluxo total da água alimentada permeará seguindo para saída de água dessulfatada da URS, enquanto o restante do fluxo denominado rejeito será direcionado para a alimentação do segundo estágio das membranas, sofrendo novamente o mesmo processo de permeação. O fluxo do permeado do segundo estágio irá se juntar ao permeado do primeiro estágio, resultando no fluxo da água dessulfatada, correspondente a 75% do fluxo de alimentação do sistema, seguindo para o sistema de injeção de água. O rejeito do segundo estágio, correspondente a 25% do fluxo total do processo, será descartado no mar em linha independente no costado do FPSO.

O rejeito da dessulfatação é basicamente constituído de água do mar concentrada em íons sulfato (SO_4^{2-}), comuns à água do mar natural, como pode ser observado na **Tabela II.2.1.5.1.13-2**, acrescido do inibidor de incrustação, seqüestrante de cloro e biocida.

Tabela II.2.1.5.1.13-2 – Comparação entre a água do mar e a estimativa da água descartada (rejeito) da URS do FPSO Teórico 1.

COMPOSTO	ÁGUA DO MAR	ÁGUA DESCARTADA (ESTIMATIVA)
Bário (Ba ⁺²) mg/L	<1,0	<1,0
Bicarbonato (HCO ₃ ⁻) mg/L	150,0	406,0
Cálcio (Ca ⁺²) mg/L	504,0	1.350,0
Carbonato (CO ₃ ⁻²)	0,0	0,0
Cloreto (Cl ⁻) mg/L	21.300,0	29.185,0
Estrôncio (Sr ⁺²) mg/L	9,0	28,0
Ferro (Fe ⁺²) mg/L	< 1,0	< 1,0
Magnésio (Mg ⁺²) mg/L	1.390,0	5.480,0
pH	8,0	7,2
Potássio (K ⁺) mg/L	226,0	520,0
Salinidade - mg NaCl/L	35.000	48.094,0
Sulfato (SO ⁻²) mg/L	2.834,0	13.185,0
Sódio (Na ⁺) mg/L	11.500,0	13.969,0

A **Tabela II.2.1.5.1.13-3** apresenta a dosagem prevista de produtos químicos na URS.

Tabela II.2.1.5.1.13-3 – Dosagem dos produtos químicos utilizados na URS.

FUNÇÃO	CONCENTRAÇÃO (MG/L)
Inibidor de incrustação	1-20
Sequestrante de cloro	0-30
Biocida	100-500

A água que será injetada passará antes por um processo de desaeração a vácuo. Esta água receberá novamente a injeção de produtos químicos, sendo eles sequestrante de oxigênio, biocida de choque e biocida contínuo.

Do processo de desaeração e injeção de químicos, a água é então bombeada para o poço injetor.

Há ainda um alinhamento na descarga das bombas boosters de injeção (a jusante da desaeradora) para o mar dependendo das condições operacionais. A Jusante das bombas principais de injeção de água há também a possibilidade de *overboard* associado a malha de controle de fluxo mínimo destas bombas. Este, porém, é utilizado apenas quando operando apenas com água do mar captada (sem mistura de água produzida). A água produzida, caso encaminhada para

reinação passará pelo tanque *off spec* de água e será bombeada, passando pelo sistema de filtros autolimpantes e se unindo a água captada a jusante das bombas *booster* de injeção (a montante das bombas principais).

A **Figura II.2.1.5.1.13-6** apresenta o fluxograma de blocos e processo da planta de tratamento de água de injeção.

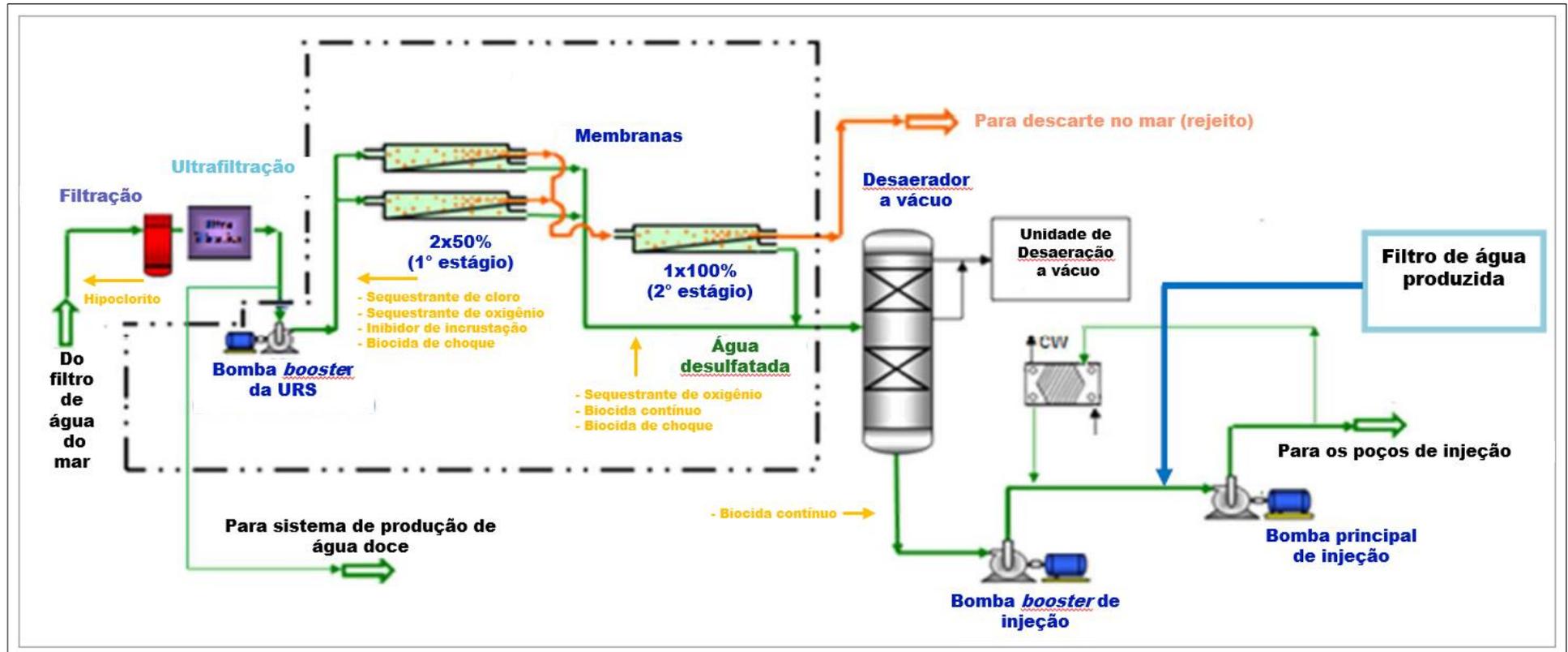


Figura II.2.1.5.1.13-6 – Fluxograma esquemático da planta de tratamento de água de injeção do FPSO Teórico 1.
Fonte: PETROBRAS.

A capacidade de alimentação da planta de tratamento de água de injeção do FPSO Teórico 1 será de cerca de 53.000 m³/d, produzindo uma vazão de água dessulfatada de 39.800 m³/d e de efluente de 13.200 m³/d a ser descartado no mar.

O monitoramento dos descartes de efluentes da unidade de remoção de sulfatos atenderá o que estabelece a Nota Técnica 01/11 do IBAMA. Haverá a medição do volume do descarte do efluente da Unidade de Remoção de Sulfatos, realizada separadamente para os períodos com e sem adição de biocida de choque e por equipamento que confira precisão aos resultados apurados.

Os **ANEXOS II.2.4.2.1-1** e **II.2.4.13-1** apresentam, respectivamente, as fichas de segurança (FISPQs) e os testes de toxicidade dos produtos químicos utilizados na Unidade de Remoção de Sulfatos. Ressalta-se que em decorrência da dinâmica do mercado e aquisição dos produtos por licitação os produtos comerciais que efetivamente estarão disponíveis para uso poderão ser diferentes dos que apresentados nos anexos citados.

1.1. Limpeza Química periódica das membranas da Unidade de Ultrafiltração e de Remoção de Sulfato

A operação contínua das Unidades de Ultrafiltração e da Unidade de Remoção de Sulfato resulta no acúmulo de impurezas na superfície de permeação das membranas de ultrafiltração e nanofiltração. Estas impurezas apresentam origem orgânica (*biofouling*) ou inorgânica como os sais de sulfato de cálcio (CaSO₄). A limpeza química periódica das membranas é imprescindível para a manutenção da continuidade operacional da unidade.

A periodicidade da limpeza está relacionada diretamente com vários fatores do processo. Inicialmente a operação poderá ocorrer de uma a duas vezes por mês.

O procedimento de limpeza das membranas apresenta etapas que utilizam uma solução alcalina para a remoção de matéria orgânica de origem biológica (*biofouling*), e uma solução ácida para a remoção de incrustações inorgânicas (CaSO₄). A solução alcalina e a solução ácida utilizadas no procedimento de limpeza das membranas são preparadas individualmente utilizando o sistema CIP (*Clean in Place*). A **Figura II.2.1.5.1.13-7** ilustra o sistema CIP (*Clean in Place*) de limpeza da URS.

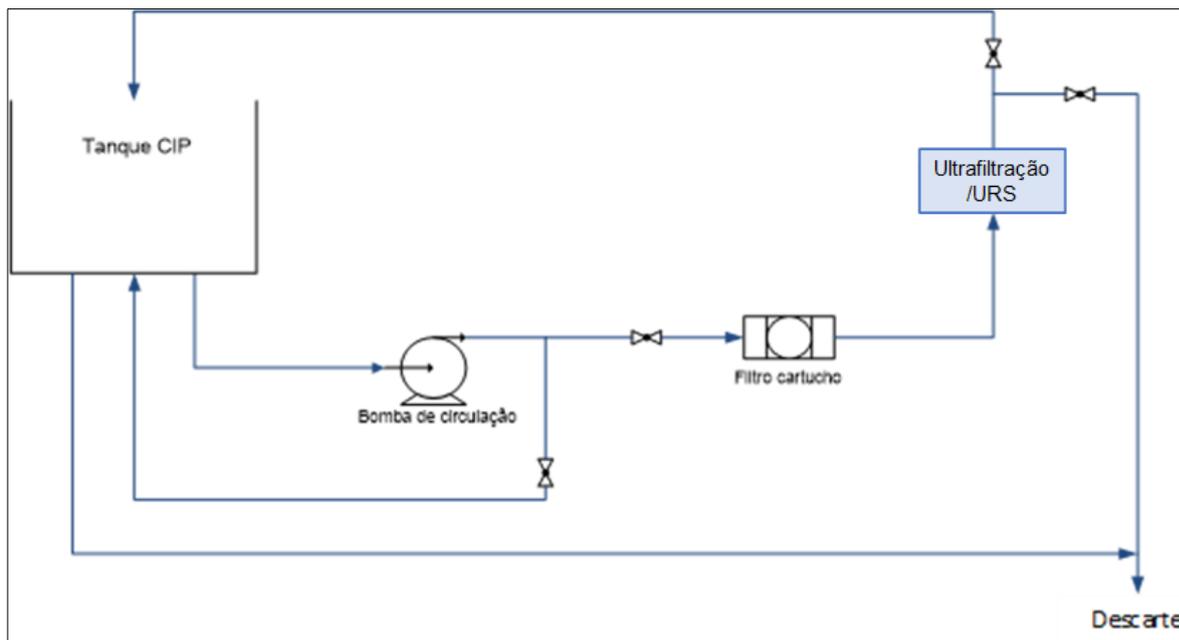


Figura II.2.1.5.1.13-7 – Sistema CIP de limpeza das membranas da Ultrafiltração e da URS do FPSO Teórico 1.

Fonte: PETROBRAS.

O procedimento de limpeza depende da especificidade de cada projeto e da condição operacional das membranas. De modo simplificado, esse procedimento pode ser descrito pelas seguintes etapas:

- **ETAPA-1 *Flushing* inicial:** Lavagem das membranas com água doce para remoção dos sólidos brutos depositados e para restabelecer o equilíbrio osmótico da membrana;
- **ETAPA-2 *Limpeza alcalina:*** Remoção da incrustação biológica, incluindo a matéria orgânica (Nota 1);
- **ETAPA-3 *Flushing* intermediário:**
 - ETAPA-3A - Lavagem das membranas com água doce para a remoção da solução de limpeza alcalina;
 - ETAPA-3B - Lavagem das membranas com água doce para ajuste do sistema às condições requeridas para a próxima etapa de limpeza.
- **ETAPA-4 *Limpeza ácida:*** Fechamento dos poros das membranas após a limpeza alcalina (Nota 2);
- **ETAPA-5 *Flushing* final:**

- ETAPA-5A - Lavagem das membranas com água doce para remoção da solução de limpeza ácida;
- ETAPA-5B - Lavagem das membranas com água doce para reestabelecimento das condições necessárias ao retorno de operação das membranas.
- Nota 1: Limpeza alcalina realizada com produto Scaletreat SD 14458 ou produto de mesma função.
- Nota 2: Limpeza ácida realizada com produto Scaletreat SD 15227 ou produto de mesma função.

As soluções descartadas conterão os compostos dos depósitos orgânicos e inorgânicos removidos das membranas, durante o procedimento de limpeza.

A modelagem para esse efluente para cada projeto será apresentada quando do requerimento da Licença de Operação de cada DP.

J. Sistema de Fornecimento de Água

A água utilizada no FPSO Teórico 1 será captada do mar por um sistema projetado para atender as demandas de água de serviço e água industrial. O sistema de captação será composto por bombas de captação, trocadores de calor, tanques de expansão, caixas de mar e circuitos de consumo.

A captação da água do mar do FPSO Teórico 1 ocorrerá a uma vazão em torno de 669.600 m³/dia a depender da demanda térmica de resfriamento requerida principalmente para o resfriamento do gás após cada estágio de compressão. Esta demanda térmica é dependente dentre outros fatores da vazão de gás e do teor de CO₂ no gás.

Para prevenir o crescimento de vida marinha nos dutos, o sistema de captação será equipado com uma unidade de eletrocloração para cada caixa de mar, que efetua a dosagem de íons de hipoclorito.

Após a captação, a corrente de água do mar passará por um sistema de filtração simples e cloração para evitar o surgimento e proliferação de bactérias. A água salgada será direcionada para:

- Sistema de tratamento de injeção de água;
- Sistema de resfriamento - circuito aberto;
- Locais com demanda por água de serviço na plataforma (inclusive água para limpeza);
- Sistema de combate a incêndio;
- Sistema de produção de água doce (osmose reversa) que será utilizada no circuito fechado de água de resfriamento e aquecimento da planta, como água doce de serviço e, após tratamento específico, como água potável.

A **Figura II.2.1.5.1.13-8** ilustra as principais etapas do sistema de captação de água do FPSO Teórico 1.

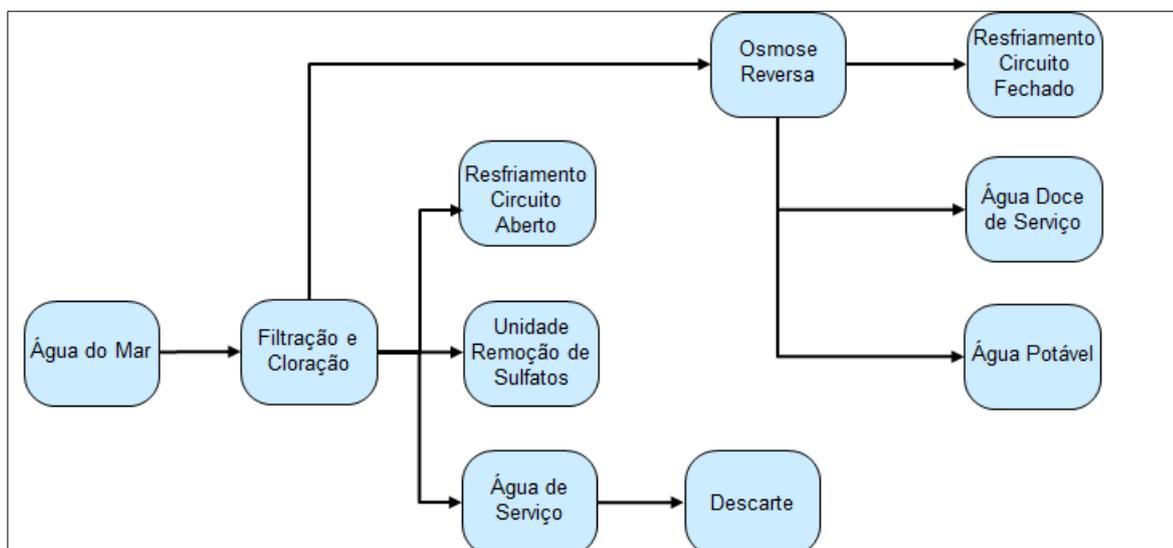


Figura II.2.1.5.1.13-8 – Diagrama esquemático do sistema de coleta de água do mar e os sistemas atendidos no FPSO Teórico 1.

Fonte: PETROBRAS.

J.1. Sistema de Água de Resfriamento - Circuito Aberto

A água do mar é utilizada para resfriamento dos geradores a diesel, do sistema de resfriamento em circuito fechado, da planta de processo e de sistemas de utilidades, eletrocloração e unidade de tratamento de esgoto. Após circular pelos sistemas do FPSO, a água é descartada no mar.

J.2. Sistema de Água de Resfriamento - Circuito Fechado

O sistema de resfriamento em circuito fechado (água doce) é utilizado principalmente para o resfriamento do gás processado após cada estágio de compressão, tais como: unidade de recuperação de vapor (URV), compressão principal, compressão de injeção e compressão de CO₂. Também é usada para o resfriamento do óleo para o tanque de carga e da água produzida.

Após trocar calor nos sistemas citados, a água é resfriada nos trocadores de calor a placas. A água do mar (circuito aberto) é utilizada como fluido frio. Não há descarte no mar da água do sistema fechado de resfriamento. Há apenas reposição da água circulante devido a perdas evaporativas durante o processo.

J.3. Sistema de Água de Aquecimento

O FPSO Teórico 1 possui aquecedores de produção, com o objetivo de proporcionar à corrente líquida de saída do separador de água livre, o calor necessário para alcançar a temperatura ideal para a separação entre óleo e água. A fonte térmica de calor é proporcionada pelo sistema de recuperação de calor, ou *Waste Heat Recovery Unit* (WHRU), onde os gases exaustos dos turbogeradores aquecem a água do sistema fechado de aquecimento.

J.4. Sistema de Água Doce de Serviço e Água Potável

A água doce de serviço pode ser obtida de duas formas, por geração própria ou pelo transporte e recebimento de barcos de apoio. Para o recebimento de água doce de embarcações de apoio, existem duas tomadas com conexão universal para mangueiras nas estações de recebimento, localizadas no convés principal boreste, e no *pipe deck*, próximo às tomadas de óleo Diesel.

A unidade de geração de água doce é composta por seis unidades de destilação a vácuo, cuja capacidade é de 60 m³/d cada. A água produzida é enviada para os tanques de água doce. O armazenamento é feito em dois tanques estruturais, situados na praça de máquinas. Este sistema irá fornecer a água

necessária aos usuários em todo FPSO, incluindo a praça de máquinas e planta de produção.

A distribuição de água doce para os consumidores é feita a partir do tanque hidrofórico de água doce, mantido pressurizado, o que permite a manutenção das tubulações ligadas aos consumidores também pressurizadas.

Após filtração e cloração, parte da água segue para utilização como água de serviço para usos como lavagem de convés através do sistema de distribuição pela unidade.

A água doce que será destinada ao uso humano passará previamente por um sistema de desinfecção. Esta água, no entanto, não será utilizada para consumo humano, mas para atender os chuveiros, torneiras, máquinas de lavar, dentre outros consumidores presentes nas acomodações. Para dessedentação será utilizada água mineral engarrafada, fornecida ao FPSO pelas embarcações de apoio.

A água a ser usada no Tratamento Eletrostático, como água de diluição, para a redução da salinidade e enquadramento do óleo dentro das especificações requeridas será gerada independentemente, a partir de unidades de osmose reversa.

K. Sistema de drenagem

O sistema de drenagem do FPSO Teórico 1 é composto por dois sistemas de drenagem distintos: fechada e aberta.

A drenagem fechada manuseia fluidos perigosos, sujeitos à liberação de hidrocarbonetos voláteis e inflamáveis. A drenagem fechada é composta pelos coletores de drenos fechados, vaso de reciclo e bomba do vaso de reciclo. Os fluidos (óleo e água) oriundos da drenagem de vasos e de equipamentos de processo são encaminhados por gravidade para o vaso de reciclo. Deste, os fluidos são bombeados para o separador de água livre, e reincorporados à corrente sendo processada.

A **Figura II.2.1.5.1.13-9** mostra uma representação esquemática do sistema de drenagem fechada do FPSO Teórico 1.

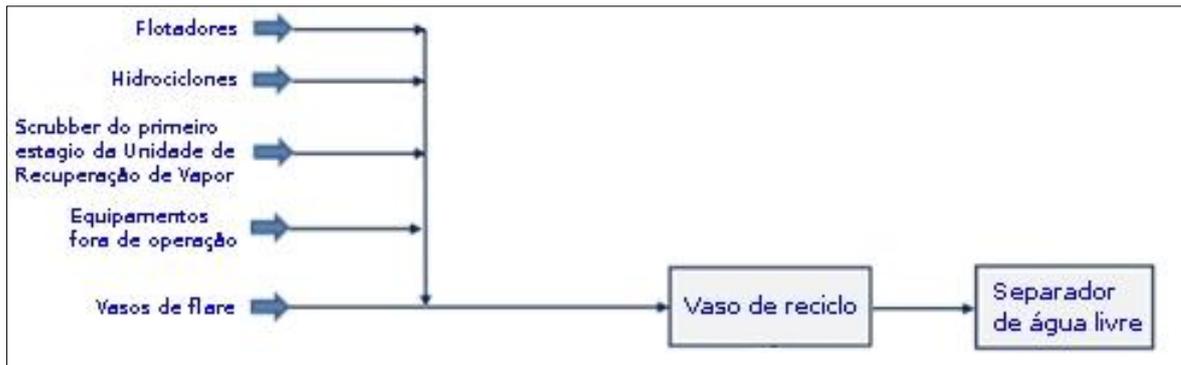


Figura II.2.1.5.1.13-9 – Fluxograma esquemático do sistema de drenagem fechada do FPSO Teórico 1.

Fonte: PETROBRAS.

O sistema de drenagem aberta é aplicável ao recebimento de correntes predominantemente aquosas e não perigosas. Ele é constituído de dois subsistemas, o classificado e o não classificado. As correntes aquosas de drenagem que compõem o sistema aberto classificado correspondem às águas de lavagem da planta industrial, efluente aquoso gerado na área de armazenamento de insumos combustíveis e no setor de lavagem de peças e equipamentos. O sistema aberto classificado recebe também as águas pluviais que incidem sobre as áreas citadas, podendo carrear resíduos oleosos.

As águas de drenagem que compõem o sistema aberto não classificado são geradas por lavagem, bem como por águas pluviais que incidem em áreas sem contaminação por óleo.

As águas de drenagem são concentradas em dois *headers* (classificado e não classificado) e são encaminhados conjuntamente para o tanque de *slop* sujo. A água do tanque de *slop* sujo é decantada e enviada ao tanque de *slop* limpo. Do tanque de *slop* limpo, a água passa por mais um processo de decantação, com tempo de residência suficiente para garantir que o teor de óleos e graxas (TOG) seja inferior a 15 ppm, conforme determinação MARPOL, para o descarte no mar.

Segue, na **Figura II.2.1.5.1.13-10**, o fluxograma esquemático do sistema de drenagem aberta do FPSO Teórico 1.

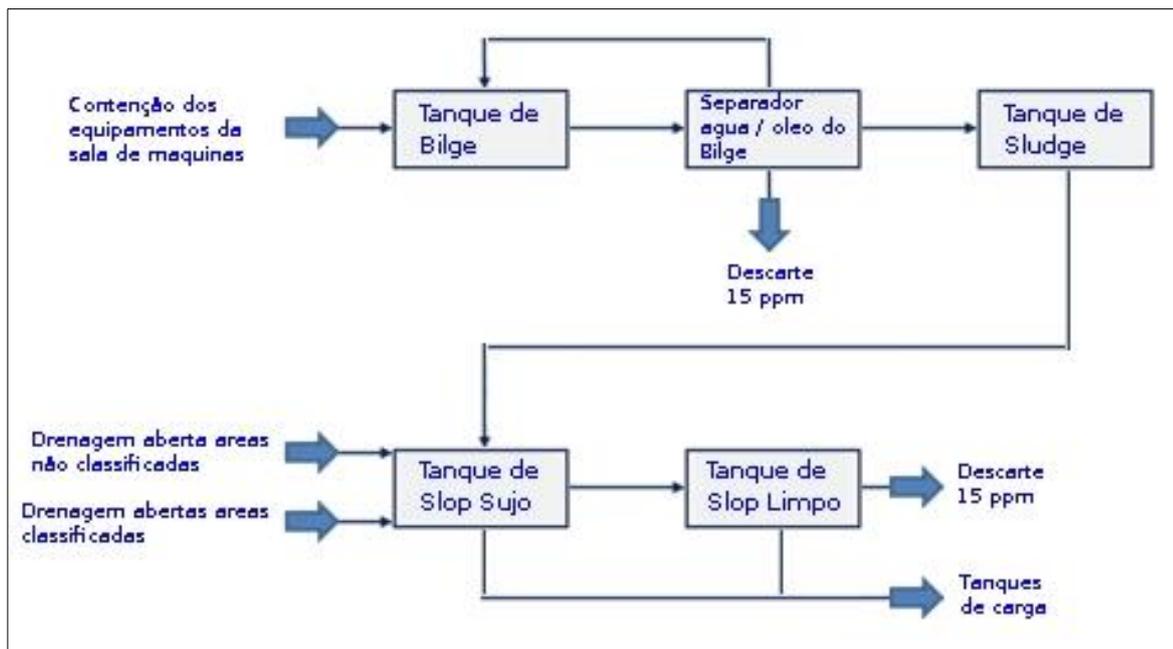


Figura II.2.1.5.1.13-10 – Fluxograma esquemático do sistema de drenagem aberta do FPSO Teórico 1.

Fonte: PETROBRAS.

L. Sistema de água oleosa da praça de máquinas

A água oleosa da praça de máquinas contempla os efluentes de manutenção e operação das máquinas, assim como os resíduos oleosos provenientes do processo de purificação do óleo diesel e óleo lubrificante sendo coletada regularmente e enviada ao tanque de *Bilge*. O fluido é direcionado ao separador de água e óleo, permitindo o atendimento à especificação de TOG na água para descarte. A água é descartada no mar somente se o requisito para o TOG (máximo 15 ppm) for atendido. Caso o teor de óleo exceda o limite permitido, a água retorna ao tanque de *Bilge*.

O resíduo oleoso do separador de água é transferido ao tanque de *Sludge*. O resíduo acumulado é encaminhado ao tanque de *Slop Sujo*, onde é tratado conjuntamente com o fluido da drenagem aberta, como representado na **Figura II.2.1.5.1.13-10**.

Em caso de impossibilidade de operar o separador de água e óleo, a água oleosa pode ser bombeada do tanque de *Bilge* para o *slop sujo*.

Cabe mencionar que o SAO é previsto e muito utilizado em navios com grandes motores de propulsão e grande número de outras máquinas auxiliares na praça de

máquinas. A conversão ou construção de cascos novos para projetos de FPSOs suprime grandes equipamentos desse compartimento, reduzindo substancialmente o volume de efluentes oleosos da praça de máquinas a serem tratados e descartados para o mar, de modo não é esperada sobrecarga nos tanques de slop caso recebam o efluente da praça de máquinas.

O limite de TOG definido para o descarte da água oleosa nos FPSOs, seja ela tratada nos tanques *slop* ou no SAO, é o mesmo, isto é, 15 ppm, em atendimento à MARPOL. Em ambos os casos, o monitoramento prévio ao descarte é realizado por meio de um analisador de TOG *on-line*. Desse modo, considerando que o SAO e os tanques *slop* dos FPSOs tratam o mesmo tipo de efluente (água oleosa), sujeito à mesma regulamentação quanto ao limite de TOG para descarte (15 ppm, MARPOL), há a possibilidade das duas correntes serem descartas conjuntamente via *slop*, ou a alternativa de alguns FPSOs não contemplarem o SAO em suas praças de máquinas, sendo a água oleosa enviada diretamente ao *slop*. Como a configuração de descarte poderá ser diferente de um FPSO para outro, solicita-se que o detalhamento possa ser apresentado nos respectivos descritivos que serão anexos aos requerimentos de Licença de Instalação.

M. Sistema de transferência de óleo (offloading)

A transferência do óleo do FPSO Teórico 1 para o navio aliviador será realizada através de mangotes flutuantes. Tais mangotes possuirão carcaça dupla de classe 300# e ficarão armazenados em carretéis. O óleo será bombeado através de bombas de carga individuais, passando por uma estação de medição e seguirá para o navio aliviador, passando através do mangote flutuante. A vazão de transferência de óleo será de 6.625 m³/h.

O descarregamento do FPSO para o navio aliviador será feito em aproximadamente 24 horas podendo, eventualmente, em função de condições meteorológicas ou logísticas, sofrer pequenos atrasos ou antecipações.

Durante a operação de transferência, o navio aliviador será posicionado em tandem com o FPSO, isto é, alinhando popa ou proa do FPSO com a proa do navio aliviador. A amarração entre as embarcações será feita com um cabo de

polipropileno de 21 polegadas de diâmetro e 150 m de comprimento, denominado *hawser*.

O procedimento operacional consiste das manobras de amarração, conexão do mangote, transferência de óleo (*offloading*), desconexão do mangote e desamarração, sendo todas as operações acompanhadas, no navio aliviador, por um oficial de náutica, auxiliado por marinheiros de convés a fim de detectar vazamentos de óleo no mar.

Na operação de transferência de óleo, o navio aliviador ficará a uma distância entre 50 e 150 m do FPSO.

São consideradas como seguras as manobras de amarração até os seguintes limites médios de condições ambientais: ventos de 20 nós, ondas de 3,5 metros e correntes de 2 nós.

O mangote de *offloading* será equipado em uma extremidade com válvula automática, que só poderá ser aberta para permitir o fluxo depois de estar corretamente conectada ao flange fixo, localizado na proa ou à meia nau do navio aliviador. Um acoplamento de desengate rápido será instalado nesta extremidade do mangote, para permitir a sua rápida liberação do navio aliviador em caso de emergência.

Para assegurar que quaisquer problemas eventuais sejam prontamente identificados durante a operação, esta será acompanhada permanentemente por uma pessoa na sala de controle e será acompanhada regularmente por uma pessoa no convés, garantindo assim a interrupção imediata da transferência de óleo caso haja detecção de qualquer anormalidade.

A transferência será realizada com o sistema de gás inerte ligado, mantendo a pressão interna e teor de oxigênio dos tanques de carga em níveis predeterminados de operação e segurança.

Ao final da operação de transferência de óleo, o mangote passará por um processo de deslocamento do óleo na linha, para remoção do óleo interior. Esse processo consiste no bombeio de água do navio aliviador para o FPSO, sendo direcionada para o tanque de *slop* da unidade. Após o *offloading*, o mangote será recolhido no carretel do FPSO.

N. Combustíveis

Os combustíveis utilizados no FPSO Teórico 1 serão: o gás combustível e o óleo diesel, que será utilizado em caso de indisponibilidade do gás combustível.

O. Sistema de Geração de Energia

O sistema de geração principal será composto por grupos geradores acionados por turbinas do tipo bicombustível (gás ou diesel), sendo um conjunto em reserva (*stand by*). A demanda elétrica máxima dos turbogeradores será para todos os FPSOs inferior a 100 MW.

A UEP será dotada de um grupo gerador de emergência a diesel dimensionado para atender às cargas essenciais da unidade, tais como os seguintes sistemas:

- Proteção de Pessoal e Painéis de Controle da Salvatagem (Bote Salvavidas);
- Detecção de Incêndio;
- Combate a Incêndio;
- Detecção de Gás;
- Comunicação;
- Parada de Produção em Emergência;
- Alarme;
- Luzes de Emergência;
- Painéis de Controle da Planta e Instrumentação.

Será instalado um grupo gerador auxiliar, o qual será capaz de entrar em operação independente da geração principal ou de emergência.

Haverá ainda dois motogeradores complementares para atendimento a picos e manobras eventuais.

O sistema elétrico do FPSO Teórico 1 possuirá um sistema ininterrupto de fornecimento de energia, ou *Uninterruptible Power Supply (UPS)*, com o objetivo de fornecimento de energia estável durante a transição, no período entre a perda da geração principal até a partida do sistema de geração auxiliar ou de emergência. O sistema de UPS será formado de baterias com autonomia de 30 minutos.

P. Sistema de Aquecimento da Planta de Processo

O FPSO Teórico 1 possuirá aquecedores com o objetivo de proporcionar ao fluido proveniente do poço, o calor necessário para alcançar a temperatura adequada para a separação entre água, óleo e gás. Esta demanda térmica será proporcionada pelo sistema de recuperação de calor, denominado *Waste Heat Recovery Unit* (WHRU), onde os gases exaustos dos turbo-geradores aquecerão a água do sistema fechado de aquecimento.

Q. Guindastes

A embarcação possuirá pelo menos 2 guindastes em boreste cobrindo toda a área do *main deck*:

- Guindaste de Convés, instalado no *deck* de proa a boreste com capacidade para 40 t e raio de alcance máximo de 46 m;
- Guindaste de Convés, instalado no *deck* de popa a boreste com capacidade para 40 t e raio de alcance de 46 m;
- Dois *decktrolleys* para andar nas rotas de manutenção, 1 de 40t e outro de 10t;

R. Acomodações

As acomodações se localizarão na popa da embarcação, possuindo capacidade estimada para 240 pessoas.

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.2.4.2.2 FPSO Teórico 2

O FPSO Teórico 2 conjugará atividades de processamento primário de produção, estocagem e transferência de óleo para navios aliviadores. O gás

produzido será tratado e consumido internamente pela unidade na geração de energia e o excedente será escoado via gasoduto e utilizado como método artificial de elevação por *gas-lift*. O gás produzido também poderá ser reinjetado em reservatório para uma recuperação avançada ou secundária de petróleo (*Enhancement Oil Recovery - EOR*), pois aumenta a pressão no reservatório e contribui para a produção do petróleo. A corrente rica em CO₂ proveniente do sistema de remoção de CO₂ será reinjetada em reservatório, para propiciar o armazenamento geológico reduzindo as emissões de gases de efeito estufa. O **Quadro II.2.1.5.1.13-1** apresenta as principais características do FPSO Teórico 2.

Quadro II.2.1.5.1.13-1 – Características Gerais do FPSO Teórico 2.

CARACTERÍSTICAS	DESCRIÇÃO
Nome	FPSO Teórico 2
Origem/Bandeira	Não definido
Sociedade Classificadora	Não definido
Ancoragem	<i>Spread Mooring System</i>
Comprimento Total	345,30 m
Boca moldada	60,00 m
Pontal (Altura até convés principal)	33,80 m
Borda livre	10,02 m
Peso leve	128881,86 t
Calado de projeto	23,78 m
Altura do <i>Flare</i> (a partir do <i>deck</i>)	No mínimo 142m acima do <i>deck</i> principal
Capacidade total dos tanques de óleo	427768 m ³ (2.692.058 bbl)
Guindastes	2 guindastes com capacidade de 40 t.
Sistema de geração de energia	4 turbo-geradores de 33 MW a gás e/ou diesel cada; 2 moto-geradores a diesel para casco de 7MW cada; 1 moto-gerador a diesel auxiliar de 2 MW; 1 moto gerador a diesel de emergência de 2 MW.
Unidade de Tratamento de Esgotos	Princípio de Tratamento: Biológico Aeróbico
Capacidade de produção	Capacidade de processamento de 28.600 m ³ /d (180.000 bpd) de óleo e 31.800 m ³ /d (200.000 bpd) de líquido, 38.200 m ³ /d (240.000 bpd) de injeção de água, compressão de até 7.200.000 m ³ /dia de gás.
Capacidade de alojamento	240 pessoas
Heliponto	Formato: Octogonal Dispõe de equipamentos para reabastecimento
Salvatagem	4 Baleeiras com capacidade para 120 pessoas cada. 18 alças salva-vidas com capacidade para 20 pessoas cada. 1 Barco resgate com capacidade para 6 pessoas.

A. Casco

O FPSO Teórico 2 está dimensionado para atender às necessidades operacionais (carga de convés, estabilidade, capacidade de armazenamento, movimentos, etc.) e aos requisitos de Regra da Sociedade Classificadora, além de Regulamentos Estatutários Internacionais exigidos pelo país de registro.

Visando garantir a vida útil do FPSO, devem ser verificados os esforços globais e de fadiga no casco, considerando a ação de ondas, vento e correnteza, típicas da Bacia de Santos. Especificações para todos os materiais estruturais utilizados na construção do casco foram estabelecidas.

O convés principal deve ser reforçado nas estruturas da planta de produção, suporte dos *risers*, heliponto, guindaste e área de popa e proa dos equipamentos do sistema *offloading*.

O FPSO Teórico 2 possuirá, no mínimo, camada suplementar em aço no bordo de transferência de cargas além de defensas, conforme demais projetos do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos. A seleção do aço utilizado na estrutura do casco deve ser determinada de acordo com os requerimentos e regulamentações, considerando as conexões estruturais, espessura do material, composição dos fluidos e temperatura mínima operacional.

B. Tanques

A estocagem de óleo cru no FPSO poderá ser realizada em até 19 tanques que juntos terão capacidade total de até 427768 m³ (2.692.058 bbl). Não foram incluídos neste cálculo dois tanques de *slop* com capacidade de 8.370 m³ (52.675 bbl) cada. Além destes, os tanques de óleo diesel possuirão capacidade de 7.798,7 m³. Somando-se estes valores, o volume total calculado para os tanques específicos para o armazenamento de óleo, ou que podem receber óleo, foi de 452.306,7 m³ (2.845.301 bbl). Para o **subitem II.6.2.2 – Modelagem da Dispersão de Óleo e Capítulo II.10 - Análise e Gerenciamento de Risco** foi utilizado de forma conservadora o volume de 460.000 m³. Estes valores podem ser observados na **Tabela II.2.1.5.1.13-1**.

Tabela II.2.1.5.1.13-1 – Relação dos tanques do FPSO Teórico 2.

IDENTIFICAÇÃO DO TANQUE	PRODUTO QUE ARMAZENA	CAPACIDADE (100%)		
		m³	BARRIS	
TANQUES DE CARGA				
Tanque de Óleo nº 1 Bombordo	Óleo	19531	122913.8	
Tanque de Óleo nº 1 Boreste		19531	122913.8	
Tanque de Óleo nº 3 Bombordo		22321	140472	
Tanque de Óleo nº 3 Boreste		22321	140472	
Tanque de Óleo nº 4 Bombordo		22321	140472	
Tanque de Óleo nº 4 Boreste		22321	140472	
Tanque de Óleo nº 5 Bombordo		22321	140472	
Tanque de Óleo nº 5 Boreste		22321	140472	
Tanque de Óleo nº 6 Bombordo		19531	122913.8	
Tanque de Óleo nº 6 Boreste		19531	122913.8	
Tanque de Óleo nº 7 Bombordo		12555	79011.96	
Tanque de Óleo nº 7 Boreste		12555	79011.96	
Tanque de Óleo nº 1 Central		25415	159943.4	
Tanque de Óleo nº 2 Central		25415	159943.4	
Tanque de Óleo nº 3 Central		29045	182787.9	
Tanque de Óleo nº 4 Central		29045	182787.9	
Tanque de Óleo nº 5 Central		29045	182787.9	
Tanque de Óleo nº 6 Central		25415	159943.4	
Tanque de Óleo nº 7 Central		27230	171365.6	
Tanque de Slop Bombordo		8370	52674.64	
Tanque de Slop Boreste		Água Oleosa e Água produzida	8370	52674.64
Tanque de Água Produzida Bombordo			19530.6	122911.3
Tanque de Água Produzida Boreste			19530.6	122911.3
TANQUES DE ÁGUA DE LASTRO				
Tanque de Lastro Vante Bombordo		Água de Lastro	16258	102315.9
Tanque de Lastro Vante Boreste			16258	102315.9
Tanque de Lastro nº 1 Bombordo			6015	37854
Tanque de Lastro nº 1 Boreste	6015		37854	
Tanque de Lastro nº 2 Bombordo	6015		37854	
Tanque de Lastro nº 2 Boreste	6015		37854	
Tanque de Lastro nº 3 Bombordo	6874		43259.91	
Tanque de Lastro nº 3 Boreste	6874		43259.91	
Tanque de Lastro nº 4 Bombordo	6874		43259.91	
Tanque de Lastro nº 4 Boreste	6874		43259.91	
Tanque de Lastro nº 5 Bombordo	6874		43259.91	
Tanque de Lastro nº 5 Boreste	6874		43259.91	
Tanque de Lastro nº 6 Bombordo	6015		37854	
Tanque de Lastro nº 6 Boreste	6015		37854	
Tanque de Lastro nº 7 Bombordo	3867		24336.06	
Tanque de Lastro nº 7 Boreste	3867		24336.06	
Tanque de Lastro nº 8 Bombordo	3150		19823.79	
Tanque de Lastro nº 8 Boreste	3150		19823.79	
Tanque de Lastro nº 9 Bombordo	3992		25122.72	
Tanque de Lastro nº 9 Boreste	3992		25122.72	

Continua

Continuação Tabela II.2.4.2.2-1

IDENTIFICAÇÃO DO TANQUE	PRODUTO QUE ARMAZENA	CAPACIDADE (100%)	
		m ³	BARRIS
TANQUES DE DIESEL			
Tanque de Serviço Bombordo	Óleo Diesel	1494.7	9406.545
Tanque de Estocagem nº 1 Bombordo		2310	14537.44
Tanque de Estocagem nº 1 Boreste		2310	14537.44
Tanque de Serviço Boreste		1494.7	9406.545
Tanque de Alimentação diária do Gerador de Gás Inerte		27,702	174,3361
Tanque Overflow de Vante		8,311	52,30334
Tanque Overflow de Ré		126,044	793,2284
Tanque de Alimentação diária do Gerador Auxiliar		13,608	85,63877
Tanque de Alimentação diária do Gerador de Emergência		13,608	85,63877
TANQUES DE ÁGUA			
Tanque de Água Destilada Bombordo	Água	524	
Tanque de Água Doce Boreste		1600.8	
Tanque de Água Doce Bombordo		1620.3	
Tanque de Água Destilada Boreste		543.5	

Os tanques de *slop* receberão água proveniente do sistema de drenagem aberta do nível superior do FPSO, drenagem do convés, água de lavagem de tanques, água de lavagem dos mangotes de *offloading*, além das águas provenientes das bandejas de drenagem dos equipamentos da produção.

Todos os tanques de armazenamento de óleo possuirão medidores de nível. Estes tanques serão mantidos pressurizados com gás inerte, que tem seu teor de oxigênio monitorado. Este sistema funcionará de forma a prevenir a formação de vácuo e de atmosferas inflamáveis e explosivas. Os tanques de carga (óleo cru) e lastro terão acessos que permitirão inspeção interna quando estiverem vazios.

O FPSO Teórico 2 também contará com um sistema de limpeza de tanque com óleo cru e água salgada denominados respectivamente, *Crude Oil Washing* (COW) e *Seawater Washing* (SWW). Este sistema será constituído de máquinas fixas e portáteis instaladas em todos os tanques de carga e *slops*. O efluente gerado nestas operações de limpeza será encaminhado aos tanques de *slop*.

As tubulações dos tanques de carga, lastro e outros serão individualizados, a fim de evitar o contato entre os diferentes fluidos.

C. Sistema de Gás Inerte (SGI)

A inertização dos tanques é feita para prevenir a formação de atmosferas inflamáveis e explosivas ou de vácuo durante a redução do volume de líquido dos tanques, através da eliminação do agente comburente oxigênio no volume livre desses tanques.

O FPSO possuirá uma planta para geração e tratamento de gás inerte baseada na queima de gás combustível ou óleo diesel. Durante as operações de alívio (*offloading*), um sistema de distribuição será utilizado para fornecimento de gás inerte aos tanques de carga, mantendo-os com uma atmosfera com baixo teor de oxigênio e pressão constante. O teor de oxigênio no gás inerte suprido aos tanques é constantemente monitorado, sendo descartado para a atmosfera todo o gás não enquadrado em requisitos seguros.

Visando a proteção dos tanques de carga e *slop* contra sobrepresão ou vácuo, válvulas de segurança serão instaladas nas linhas de ventilação dos tanques.

D. Sistema de Lastro

Durante a transferência de óleo do FPSO Teórico 2 para o navio aliviador, o volume de óleo nos tanques de armazenagem será reduzido, diminuindo-se assim o calado da embarcação. Para manter a estabilidade e os esforços na estrutura do FPSO, a bomba de lastro eventualmente será colocada em operação, captando água do mar e bombeando para os tanques de lastro.

O sistema de lastro é totalmente isolado do sistema de armazenagem do petróleo e seus tanques e bombas serão totalmente independentes. Como não há nenhuma possibilidade de contaminação da água de lastro com óleo, o sistema não é considerado uma fonte de efluentes.

Durante o transporte do FPSO Teórico 2 para o Brasil serão implementadas medidas regidas internacionalmente pelo IMO (*International Maritime Organization*) vigentes à época de forma a reduzir a possibilidade de ocorrer introdução de espécies exóticas via água de lastro.

E. Planta de Processamento da Produção

A planta de processamento da produção do FPSO Teórico 2 possuirá os recursos necessários para a separação inicial dos fluidos produzidos pelos poços. A planta será dividida em módulos, posicionados de acordo com a configuração da planta de processamento de fluidos. Os módulos de processamento assim como os demais módulos auxiliares estarão localizados em áreas abertas do convés, expostas à ventilação natural.

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

Para auxiliar as etapas de tratamento dos fluidos, bem como manter a integridade das instalações, a unidade será dotada de um sistema de injeção de produtos químicos (desemulsificantes, antiespumante, inibidor de incrustação, inibidores de corrosão, polieletrólitos, biocida de choque, bioestático, e biodispersante e sequestrante de cloro, de oxigênio e de H₂S).

Os sistemas que compõem a planta de processamento primário da produção de óleo, gás e água no FPSO Teórico 2 serão:

- Separação e Tratamento de Óleo, Gás e Água Produzida;
- Tratamento e compressão de gás;
- Tratamento do gás combustível;
- Tocha (*Flare*) e *Vent*;
- Tratamento da Água Produzida;
- Tratamento da Água do Mar para injeção;
- Geração de Energia;
- Transferência de Óleo (*Offloading*);
- Utilidades (Água Potável, Ar de Serviço e Ar de Instrumento).

F. Sistema de Separação e Tratamento de Óleo, Água Produzida e Gás

O sistema de separação de óleo será constituído pelos seguintes equipamentos:

- Separador de água livre (Separador trifásico de alta pressão);
- Pré-aquecedor de Produção;
- Aquecedor de Produção;
- Degaseificador-1 (Separador Bifásico de Pressão Intermediária);
- Pré-Tratador Eletrostático;
- Degaseificador-2 (Separador Bifásico de baixa pressão);
- Tratador Eletrostático.

O processo de tratamento de água produzida será composto pelas seguintes etapas:

- Vaso coletor ou vaso *skimmer*
- Hidrociclones;
- Flotador;

O processo tratamento de gás produzido é composto pelas seguintes etapas:

- Compressão do gás;
- Unidade de Recuperação de Vapor (URV) do tipo parafuso;
- Desidratação do gás por TEG;
- Ajuste de ponto de orvalho por circuito de refrigeração mecânica;
- Remoção de CO₂ por membranas;
- Remoção de H₂S por amina;
- Desidratação do gás por peneiras moleculares;
- *Flare e Vent.*

O fluxograma apresentado na **Figura II.2.1.5.1.13-1** mostra o fluxo das correntes da planta de processamento do FPSO Teórico 2.

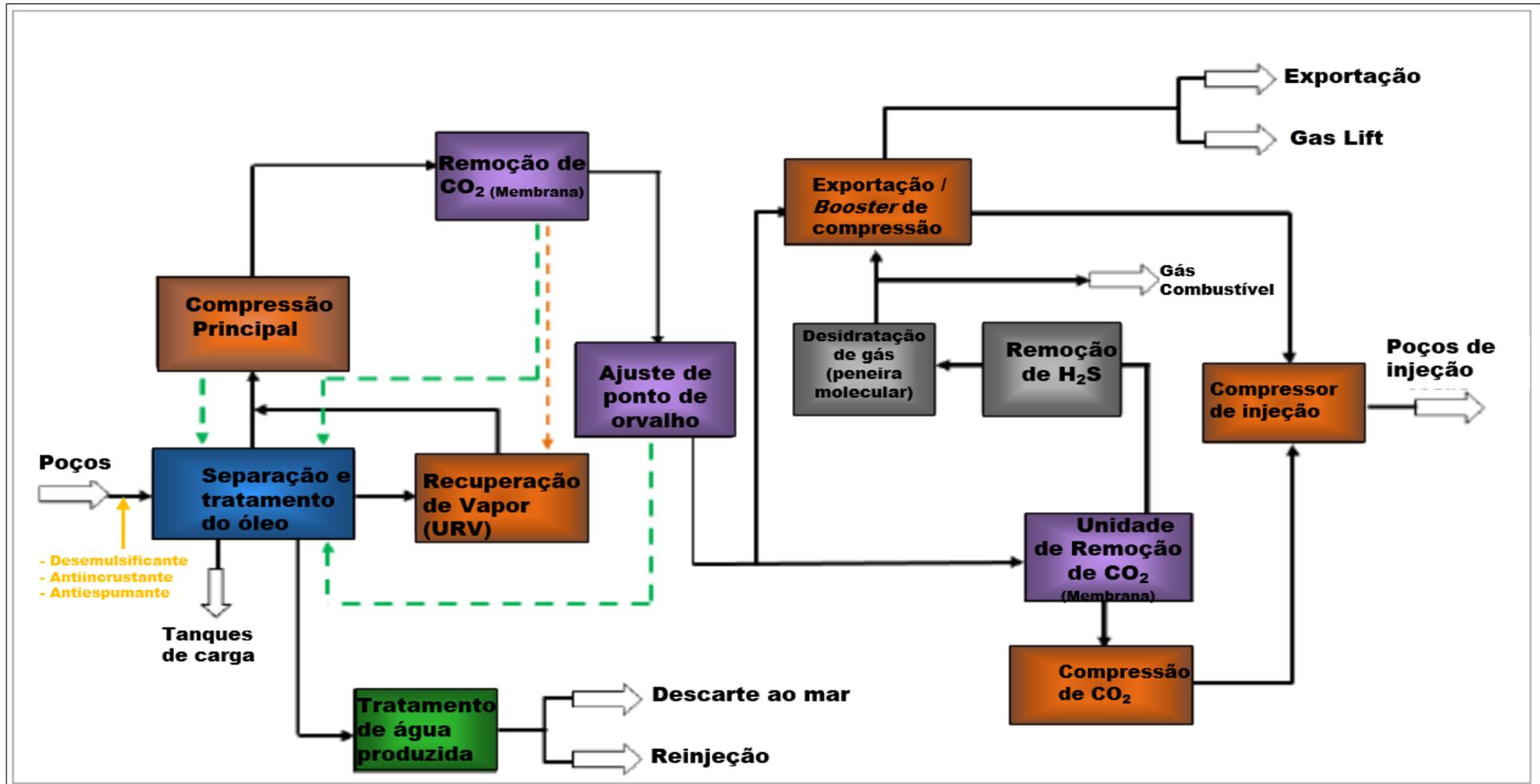


Figura II.2.1.5.1.13-1 – Diagrama esquemático do processo de separação e tratamento de óleo, gás e água produzida do FPSO Teórico 2.
Fonte: PETROBRAS.

A planta de processo do FPSO Teórico 2 terá capacidade para processar 28.600 m³/d (180.000 bpd) de óleo e 7.200.000 Sm³/d de gás, além de tratar 24.000 m³/d (150.000 bpd) de água produzida.

O óleo proveniente dos poços produtores chega ao FPSO e recebe inicialmente a injeção de produtos químicos como desemulsificante, antiincrustante e antiespumante, para aumentar a eficiência de separação entre as fases óleo, água e gás.

A planta de processo será equipada com um separador trifásico de alta pressão (Separador de Água Livre), que irá operar à pressão de 2.000 kPa_(a) e promoverá a separação primária das fases óleo, gás e água, seguido de um sistema de aquecimento, que elevará a temperatura para 96°C contribuindo para a separação entre as fases óleo, água e gás na etapa seguinte.

Em seguida, o óleo seguirá para o primeiro e depois para o segundo estágio de tratamento eletrostático, para o enquadramento do teor de água, da salinidade e para a especificação da Pressão de Vapor Real (TVP). Dentro do vaso de tratamento eletrostático, a separação entre água e óleo será promovida pela eletro-coalescência das gotículas de água, que ficarão mais pesadas e decantam gravitacionalmente para a parte inferior do vaso. Para o bom funcionamento não pode haver liberação de gás entre os eletrodos, por isto sobre cada tratador eletrostático, um vaso separador bifásico permitirá a remoção do gás. O tratador eletrostático de primeiro estágio irá operar à pressão de 840 kPa_(a) e de segundo estágio à 196 kPa.

Os dois tratadores eletrostáticos em série realizarão o enquadramento dos parâmetros de fração de água e sedimentos, ou *Basic Sediments and Water (BSW)* e salinidade. Caso a salinidade da água produzida seja superior a 55.000 mg/L, torna-se necessária a injeção de água de diluição de baixa salinidade entre os dois estágios de tratamento eletrostático, com o objetivo de reduzir a salinidade da água emulsionada na fase óleo. O tratamento eletrostático garante que a *BSW* fique dentro dos limites requeridos de *BSW* de 0,5 % (v/v) e salinidade de 285 mg/L equivalente em NaCl.

O óleo estabilizado será, então, encaminhado para resfriamento, medição e armazenamento nos tanques de carga.

O FPSO também possuirá um separador de teste com aquecimento a montante do mesmo, para a realização de teste individual de poços. A **Figura II.2.1.5.1.13-2** apresenta o fluxograma detalhado da planta de tratamento de óleo.

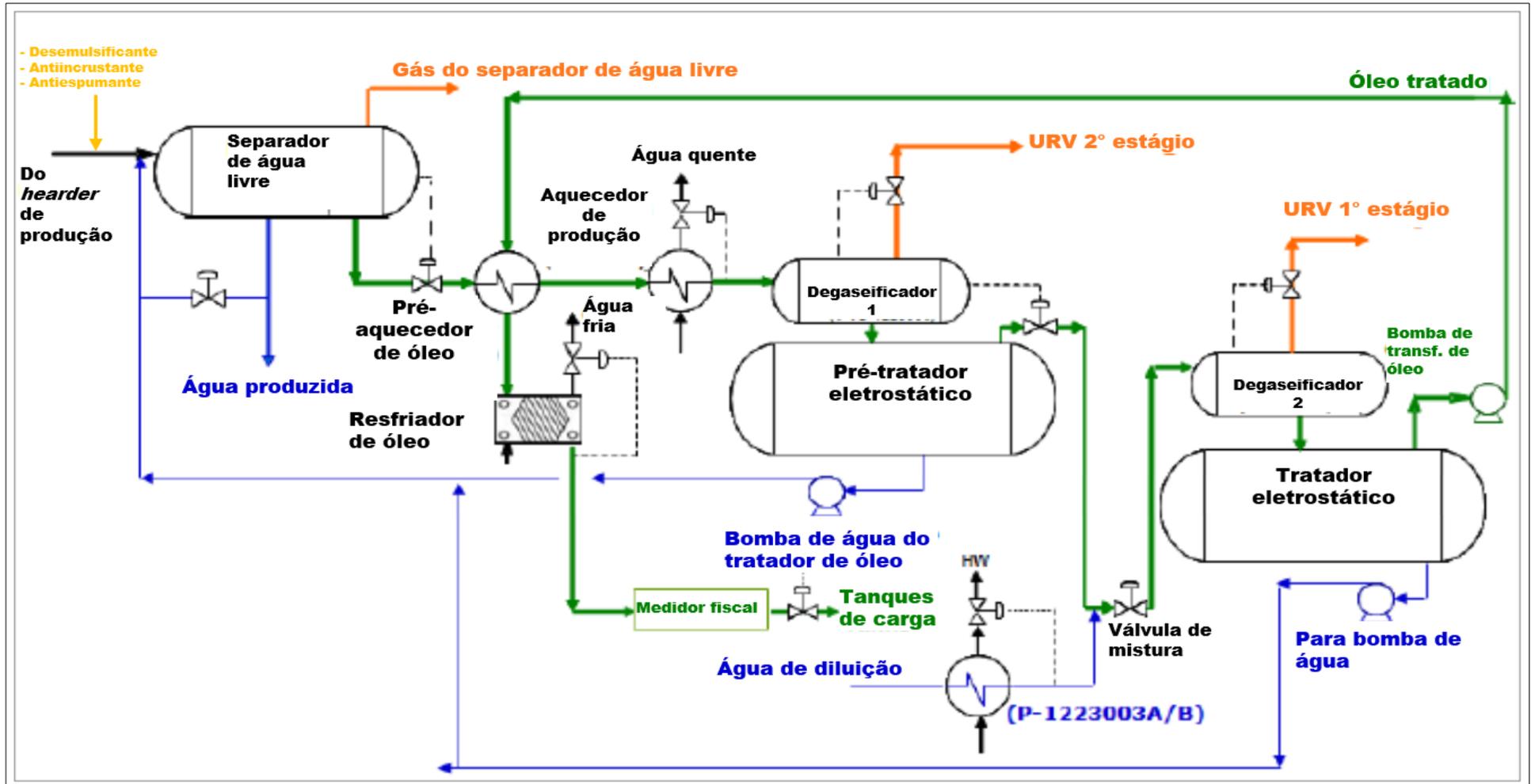


Figura II.2.1.5.1.13-2 – Fluxograma detalhado da planta de tratamento de óleo.

Fonte: PETROBRAS.

A água decantada no interior de um tanque de carga, antes da realização de uma operação de transferência (*offloading*) é transferida para os tanques *slop*, dependendo das características de projeto e operacionais da unidade, sendo tratada e descartada conforme a legislação. Essa operação é conhecida como “raspagem”.

F.1. Tratamento e Compressão de Gás

A planta de tratamento de gás tem por objetivo atender aos requisitos necessários para a utilização interna como gás combustível ou uso específico, para a utilização em método de elevação artificial do tipo *gas-lift*, para a exportação via gasoduto e para a injeção em reservatório.

O gás obtido nos três estágios de separação será encaminhado para a unidade de tratamento de gás, que consiste em um sistema de compressão, desidratação por TEG, ajuste de ponto de orvalho e remoção de CO₂. A fração do gás que irá para exportação e para uso como gás combustível seguirá para as unidades remoção de H₂S e desidratação por peneiras moleculares.

A corrente de gás proveniente do separador de alta pressão será encaminhada para o sistema de Compressão Principal A. As correntes de gás provenientes dos degaseificadores de pressão intermediária e de baixa pressão serão encaminhadas para a Unidade de Recuperação de Vapor (URV) e posteriormente seguem para a Compressão Principal. Após isso, a corrente de gás será encaminhada para a unidade de tratamento do gás que consiste no sistema de desidratação do gás por TEG, ajuste de ponto de orvalho por refrigeração mecânica e sistema de remoção de CO₂ através da permeação em membranas. Adicionalmente, parte do gás passará pela unidade de aminas e desidratação por peneiras moleculares.

No sistema de TEG, o gás entra em contracorrente com a solução de TEG pobre que remove a umidade do gás. A corrente de TEG úmida, denominada TEG rico é direcionada para a unidade de regeneração de TEG onde a água é removida e corrente de TEG regenerada. No topo da torre regeneradora é formado corrente de gás que será enviada para Unidade de Recuperação de Vapor (URV) através de sistema de compressão semelhante ao Sistema de Recuperação de Gás do *Flare* do sistema de *Flare* Fechado.

O sistema ajuste de ponto de orvalho emprega unidade de refrigeração mecânica com fluido R-134a para especificação do ponto de orvalho conforme requerido pelos fabricantes de membranas de remoção de CO₂.

No sistema de remoção de CO₂, a força motriz da separação por membranas é a diferença entre o potencial químico para cada componente entre a alimentação e o permeado (corrente rica em CO₂). É razoável considerar em lugar do potencial químico a fugacidade ou até mesmo a pressão parcial de cada componente. Para permitir a separação, a corrente de permeado irá operar em pressão reduzida de cerca de 440 kPa, em relação à alimentação de 5.300 kPa.

As membranas possuirão uma vida útil média prevista de 3 a 5 anos. Após a perda de desempenho das membranas, a sua substituição se faz 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 gás tratado com baixo teor de CO₂ seguirá para a unidade de remoção de gases ácidos para remoção de H₂S do gás. Esta unidade de processo emprega tecnologia de absorção por aminas que numa torre entrará em contato com o gás e removerá H₂S para posterior envio do gás para o gasoduto de exportação.

Em seguida o gás é direcionado para unidade de desidratação de gás por peneiras moleculares. Essa unidade de tratamento consiste em leitos com material sólido, chamado zeólitas, que é capaz de reter as moléculas de água e assim especificar o gás no teor de umidade requerido para envio ao gasoduto.

A planta estará preparada para várias opções de destinação do gás: injeção somente da corrente rica em CO₂ e exportação de gás de hidrocarbonetos; injeção de todo o gás produzido; excedente ou para a injeção da corrente rica em CO₂ complementada com parte do gás que seria exportado. A injeção do gás em reservatório será realizada para aumentar o fator de recuperação de óleo. A corrente rica em CO₂, proveniente do sistema de remoção de CO₂ será injetada em reservatório com fins de armazenamento geológico reduzindo as emissões de gases de efeito estufa.

A reinjeção da corrente de CO₂ passa por dois sistemas de compressão, nomeados de Compressor de CO₂ e Compressor de Injeção. A planta foi concebida com diferentes modos de operação, um deles o modo de reinjeção total do gás

produzido, nesse caso, retirando de operação as membranas de CO₂ e o Compressor de CO₂. Para esse modo de operação a configuração do compressor de injeção é de 2x100%.

Para o modo exportação total do gás tratado, os compressores de CO₂ foram dimensionados para a condição normal de operação com a configuração 3x100%. Para mitigar riscos de aumento do teor de CO₂ associada à capacidade plena de processamento de gás, os compressores de CO₂ foram projetados para trabalharem em paralelo, ou seja, ambos em operação. Nessa condição de operação, no caso de falha em um desses compressores, duas medidas poderão ser tomadas: redução da capacidade de processamento de gás ou alterar o modo de operação para o modo de reinjeção total do gás.

Em relação à capacidade de reinjeção das unidades de produção, a **Tabela II.2.1.5.1.13-1** apresenta a capacidade dos compressores já definidos de alguns projetos e uma previsão preliminar da capacidade dos demais projetos que ainda estão em estudo.

Após o tratamento e remoção de CO₂, o gás de hidrocarbonetos será encaminhado para sistema de Compressão de Exportação, que eleva a pressão do gás até 25.000 kPa_(a). O gás poderá ser utilizado para *gas-lift* e o excedente encaminhado para a exportação via gasoduto. O gás descontaminado também poderá ser parcial ou totalmente encaminhado para o sistema de Compressão de Injeção, que elevará a pressão para 55.000 kPa_(a), necessária para a injeção do gás em reservatório.

A corrente rica em CO₂, separada do gás de hidrocarbonetos será comprimida pelo sistema de Compressão de CO₂ e, em seguida, encaminhada para o sistema de Compressão de Injeção responsável pela elevação da pressão para a injeção em reservatório. A capacidade de cada compressor de injeção é 7.200.000 Sm³/d.

G. Sistema de Flare e Vent

O sistema de tocha ou “*Flare*” tem importância muito relevante nos aspectos de segurança da unidade, tendo a função de descarte atmosférico de hidrocarbonetos gasosos de forma segura, aliviando a pressão e o inventário de hidrocarbonetos da planta de produção, em situações emergenciais

É previsto uso de Sistema de Recuperação de Gás do Flare (FGRS), vulgo “Flare Fechado”. Esse sistema objetiva recuperar volume de gás proveniente de vazamentos contínuos de válvulas, ressaltando que na condição normal de operação não é esperada uma vazão contínua instantânea oriunda de vazamentos de válvulas (PCVs, PSVs ou BDVs).

Além dos sistemas de *Tocha* (“*Flare*”), a unidade possuirá *vents* para o escape de gases provenientes das unidades de processo das instalações e dos tanques de carga que operam próximos à pressão atmosférica, tais como tanques de produtos químicos e tanques de carga.

H. Tratamento de Água Produzida

O sistema de tratamento de água produzida possuirá basicamente os seguintes equipamentos principais: vaso coletor, hidrociclones e flotador. Além de tanque de água de produzida e filtros para especificar a água em teor de sólidos suspensos para reinjeção no reservatório.

A água proveniente do separador de água livre será encaminhada juntamente com a corrente de água proveniente dos tratadores eletrostáticos ao vaso coletor, vaso *skimmer* ou vaso *flash*. Em seguida, a água contendo Teor de Óleo e Graxas (TOG) em torno de 1.000 ppm seguirá para os hidrociclones, os quais promoverão a separação entre óleo e água por efeito centrífugo, resultando em um TOG entre 100 e 200 ppm. Posteriormente, o fluido será enviado para o flotador, cuja função é fazer o polimento da água já tratada pelos hidrociclones, especificando o teor de óleo dentro dos limites exigidos pela legislação. Ao sair do flotador, a água produzida poderá seguir para o descarte, conforme os parâmetros estabelecidos pela Resolução CONAMA 393/2007. A corrente de óleo recuperado da água produzida nas etapas de tratamento por hidrociclones e flotador será recolhida e encaminhada para reprocessamento na planta de tratamento de óleo.

A água produzida pode ser descartada, se enquadrada, ou seguir para reinjeção no reservatório. Nesta rota, após o flotador o fluido será direcionado para tanques de água produzida e, posteriormente, para os filtros onde teor de

sólidos é especificado e finalmente enviado para sucção das bombas de injeção de água.

A qualidade da água tratada será monitorada continuamente por um sensor de Teor de Óleo e Graxas (TOG) localizado na linha de descarte, que interromperá o lançamento caso o efluente esteja fora de especificação. Nesse caso contingencial, a água desenquadrada será enviada para o tanque de água produzida, onde passará por decantação. Após o mesmo a água poderá ser enviada para a reinjeção, para descarte no mar, ou gradativamente reprocessada. Não haverá descarte de água de produção na forma submersa, de acordo com o estabelecido pelo Parecer Técnico nº 43/2017-COPROD/CGMAC/DILIC (SEI nº 0205912).

O diagrama esquemático da planta de tratamento de água produzida é apresentado na **Figura II.2.1.5.1.13-3**.

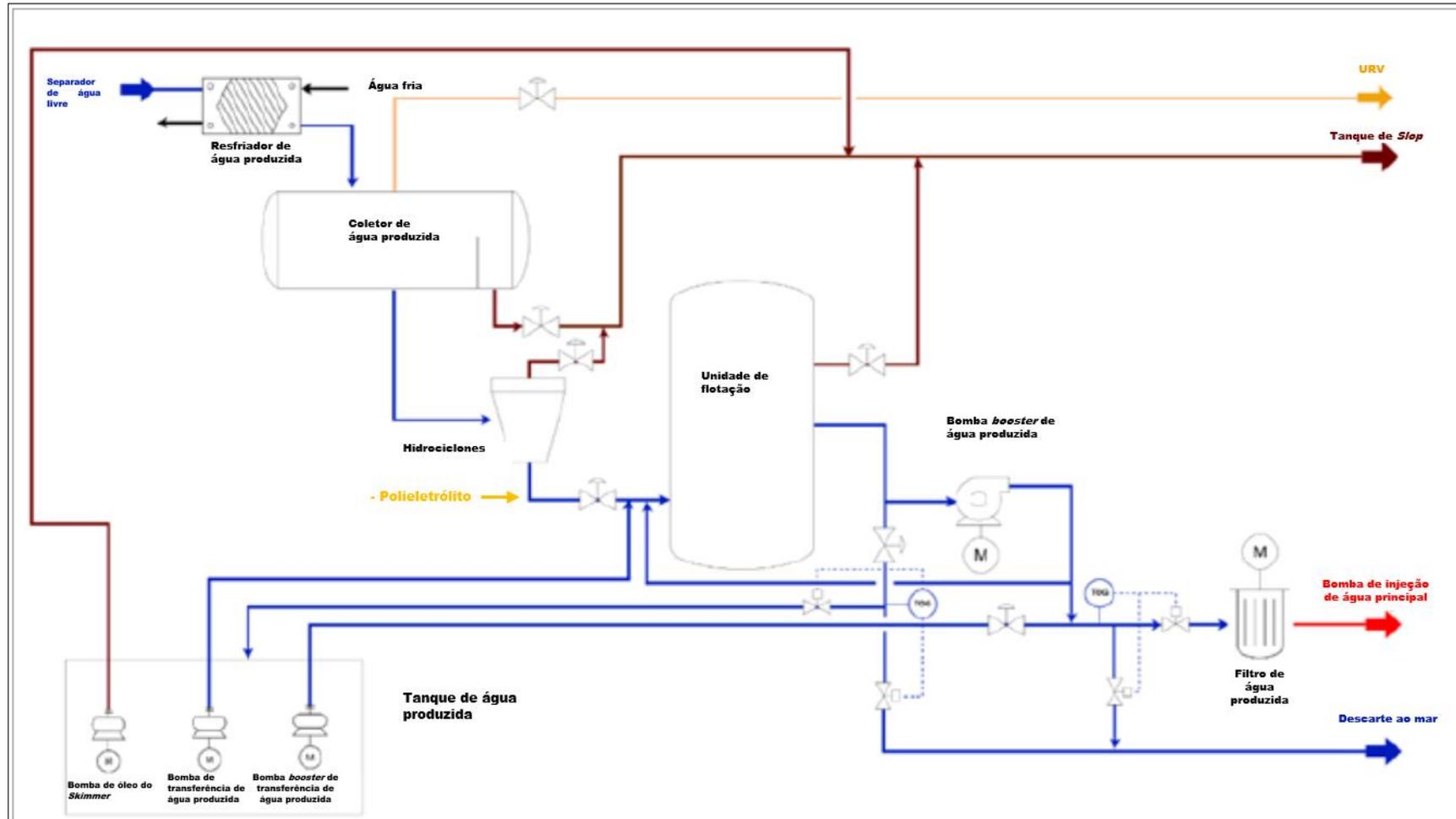


Figura II.2.1.5.1.13-3 – Fluxograma detalhado da planta de tratamento de água produzida.
Fonte: PETROBRAS.

I. Sistema de Tratamento de Água de Injeção

O sistema de tratamento de água de injeção do FPSO Teórico 2 é semelhante ao do FPSO Teórico 1, descrito no **subitem II.2.4.2.2.1**, letra I.

J. Sistema de Fornecimento de Água

A água utilizada no FPSO Teórico 2 será captada do mar por um sistema projetado para atender as demandas de água de serviço e água industrial. O sistema de captação será composto por bombas de captação, trocadores de calor, tanques de expansão, caixas de mar e circuitos de consumo.

A captação da água do mar do FPSO Teórico 2 ocorrerá a uma vazão em torno de 432.000 m³/d a depender da demanda térmica de resfriamento requerida principalmente para o resfriamento do gás após cada estágio de compressão. Esta demanda térmica é dependente dentre outros fatores da vazão de gás, do teor de CO₂ no gás e da vazão de água produzida.

Para prevenir o crescimento de vida marinha nos dutos, o sistema de captação será equipado com uma unidade de eletrocloração para cada caixa de mar, que efetua a dosagem de íons de hipoclorito.

Após a captação, a corrente de água do mar passará por um sistema de filtração simples e cloração para evitar o surgimento e proliferação de bactérias. A água salgada será direcionada para:

- Sistema de tratamento de injeção de água;
- Sistema de resfriamento - circuito aberto;
- Locais com demanda por água de serviço na plataforma (inclusive água para limpeza);
- Sistema de combate a incêndio;
- Sistema de produção de água doce (osmose reversa) que será utilizada no circuito fechado de água de resfriamento e aquecimento da planta, como água doce de serviço e, após tratamento específico, como água potável.

Com relação às características gerais dos Sistemas de Água de Resfriamento, Água de Aquecimento e Água Doce de Serviço e Água Potável, o FPSO Teórico 2 possuirá as mesmas características das apresentadas para o FPSO Teórico 1.

K. Sistema de drenagem

O sistema de drenagem do FPSO Teórico 2 será similar ao do FPSO Teórico 1, conforme descrito no **subitem II.2.4.2.2.1**, letra K.

L. Sistema de água oleosa da praça de máquinas

O sistema de água oleosa da praça de máquinas do FPSO Teórico 2 será similar ao do FPSO Teórico 1, descrito no **subitem II.2.4.2.2.1**, letra L.

M. Sistema de transferência de óleo (offloading)

A transferência do óleo do FPSO Teórico 2 para o navio aliviador será realizada através de mangotes flutuantes. Tais mangotes possuirão carcaça dupla de classe 300# e ficarão armazenados em carretéis. O óleo será bombeado através de bombas de carga individuais, passando por uma estação de medição e seguirá para o navio aliviador, passando através do mangote flutuante. A vazão de transferência de óleo máxima será de 6.625 m³/h. O FPSO terá estações de *offloading* na popa e proa.

O descarregamento do FPSO para o navio aliviador será feito em aproximadamente 24 horas podendo, eventualmente, em função de condições meteorológicas ou logísticas, sofrer pequenos atrasos ou antecipações.

Durante a operação de transferência, o navio aliviador será posicionado em tandem com o FPSO, isto é, alinhando popa ou proa do FPSO com a proa do navio aliviador. A amarração entre as embarcações será feita com um cabo de fibra de poliamida de 21 polegadas de diâmetro e 150 m de comprimento, denominado *hawser*.

O procedimento operacional consiste das manobras de amarração, conexão do mangote, transferência de óleo (*offloading*), desconexão do mangote e

desamarração, sendo todas as operações acompanhadas, no navio aliviador, por um oficial de náutica, auxiliado por marinheiros de convés a fim de detectar vazamentos de óleo no mar.

Na operação de transferência de óleo, o navio aliviador ficará a uma distância entre 50 e 150 m do FPSO.

São consideradas como seguras as manobras de amarração até os seguintes limites de condições ambientais: ventos de 40 nós, ondas de 3,5 metros.

O mangote de *offloading* será equipado em uma extremidade com válvula automática, que só poderá ser aberta para permitir o fluxo depois de estar corretamente conectada ao flange fixo, localizado na proa ou à meia nau do navio aliviador. Um acoplamento de desengate rápido será instalado nesta extremidade do mangote, para permitir a sua rápida liberação do navio aliviador em caso de emergência.

Para assegurar que quaisquer problemas eventuais sejam prontamente identificados durante a operação, esta será acompanhada permanentemente por uma pessoa na sala de controle e será acompanhada regularmente por uma pessoa no convés, garantindo assim a interrupção imediata da transferência de óleo caso haja detecção de qualquer anormalidade.

A transferência será realizada com o sistema de gás inerte ligado, mantendo a pressão interna e teor de oxigênio dos tanques de carga em níveis predeterminados de operação e segurança.

Ao final da operação de transferência de óleo, o mangote passará por um processo de deslocamento do óleo na linha, para remoção do óleo interior. Esse processo consiste no bombeio de água do navio aliviador para o FPSO, sendo direcionada para o tanque de slop da unidade. Após o *offloading*, o mangote será recolhido no carretel do FPSO.

N. Combustíveis

Os combustíveis utilizados no FPSO Teórico serão: o gás combustível e o óleo diesel, que será utilizado em caso indisponibilidade do gás combustível.

O. Sistema de Geração de Energia

O sistema de geração principal será composto por grupos geradores acionados por turbinas do tipo bicombustível (gás ou diesel), sendo um conjunto em reserva (*stand by*). A demanda elétrica máxima dos turbogeradores será para todos os FPSOs inferior a 100 MW, em atendimento à Resolução CONAMA nº 382/2006.

A UEP será dotada de um grupo gerador de emergência a diesel dimensionado para atender às cargas essenciais da unidade, tais como os seguintes sistemas:

- Proteção de Pessoal e Painéis de Controle da Salvatagem (Bote Salvavidas);
- Detecção de Incêndio;
- Combate a Incêndio;
- Detecção de Gás;
- Comunicação;
- Parada de Produção em Emergência;
- Alarme;
- Luzes de Emergência;
- Painéis de Controle da Planta e Instrumentação.

Será instalado um grupo gerador auxiliar a diesel, o qual será capaz de entrar em operação independente da geração principal ou de emergência.

Será instalado um grupo gerador para casco a diesel, o qual será capaz de entrar em operação de emergência, dedicado para cargas do casco.

O sistema elétrico do FPSO Teórico possuirá um sistema ininterrupto de fornecimento de energia, ou *Uninterruptible Power Supply (UPS)*, com o objetivo de fornecimento de energia estável durante a transição, no período entre a perda da geração principal até a partida do sistema de geração auxiliar ou de emergência. O sistema de UPS será formado de baterias com autonomia de 30 minutos.

P. Sistema de Aquecimento da Planta de Processo

Assim como o FPSO Teórico 1, o FPSO Teórico 2 possuirá aquecedores com o objetivo de proporcionar ao fluido proveniente do poço, o calor necessário para

alcançar a temperatura adequada para a separação entre água e óleo. Esta demanda térmica será proporcionada pelo sistema de recuperação de calor, denominado *Waste Heat Recovery Unit* (WHRU), onde os gases exaustos dos turbo-geradores aquecerão a água do sistema fechado de aquecimento.

Q. Guindastes

A embarcação possuirá pelo menos 2 guindastes cobrindo as áreas dedicadas para movimentação no *main deck*:

- Guindaste de Convés, instalado no *deck* de proa a boreste com capacidade para 40 t e raio de alcance de 35 m;
- Guindaste de Convés articulado, instalado no *deck* de popa a boreste com capacidade para 40 t e raio de alcance de 35 m;
- Um monotrilho será instalado de forma a capacitar a transferência de equipamentos pesados de qualquer módulo do navio para áreas de manutenção e reparo.

R. Acomodações

As acomodações se localizarão na popa da embarcação, possuindo capacidade estimada para 240 pessoas.

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.2.4.3 Descrição dos Sistemas de Segurança e de Proteção Ambiental

O presente subitem descreve os sistemas de segurança e de proteção ambiental das unidades de produção Teórico 1 e 2, tais como: sistema de posicionamento dinâmico, ancoragem, sistemas de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos, sistema de combate a incêndio, sistemas de manutenção, segurança, monitoramento, dentre outros.

A descrição e quantificação dos efluentes e resíduos gerados de todos os FPSOs previstos para o Etapa 4 estão descritos, respectivamente, no **subitem II.2.4.11 – Efluentes Gerados durante a Operação das Unidades de Produção** e no **subitem II.2.4.12 – Caracterização do Aumento da Geração de Resíduos Sólidos e Rejeitos**.

A descrição do sistema de conexão com as linhas de escoamento encontra-se no **subitem II.2.4.6 – Descrição das Operações de Instalação das Unidades de Produção e Estruturas Submarinas**.

O sistema de reinjeção de CO₂ é abordado no **subitem II.2.4.2 – Descrição Geral das Unidade de Produção**.

II.2.4.3.1 Sistema de Ancoragem e de Posicionamento Dinâmico

Os FPSOs Teórico 1 e Teórico 2 previstos para atuarem nos empreendimentos do Projeto ETAPA 4 podem ser transportados por rebocadores ou deslocados através de propulsão própria até o local onde permanecerão posicionados durante as atividades.

O posicionamento dos FPSOs no local das atividades de produção poderá ser realizado por um sistema de ancoragem convencional (âncoras e linhas de amarração), como é o caso de todos os FPSOs previstos.

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.

II.2.4.3.1.1 FPSOs dos DPs e Pilotos

Todos os FPSOs Teórico 1 e 2 dos DPs serão ancorados por um sistema do tipo *Spread Mooring*, em que a embarcação fica posicionada pela conexão a vários pontos fixos, espalhados (*spread*) ao redor do FPSO.

O sistema é composto por 24 a 28 linhas de ancoragem, quantidade esta suficiente para garantir a mínima movimentação do navio definida em projeto. Este sistema será dimensionado e testado para operar em condições ambientais

extremas (combinação de ventos, ondas e correnteza), sem causar danos a outros equipamentos e instalações submarinas no local. A **Figura II.2.4.3.1.1-1** ilustra uma representação esquemática da ancoragem *Spread Mooring*.

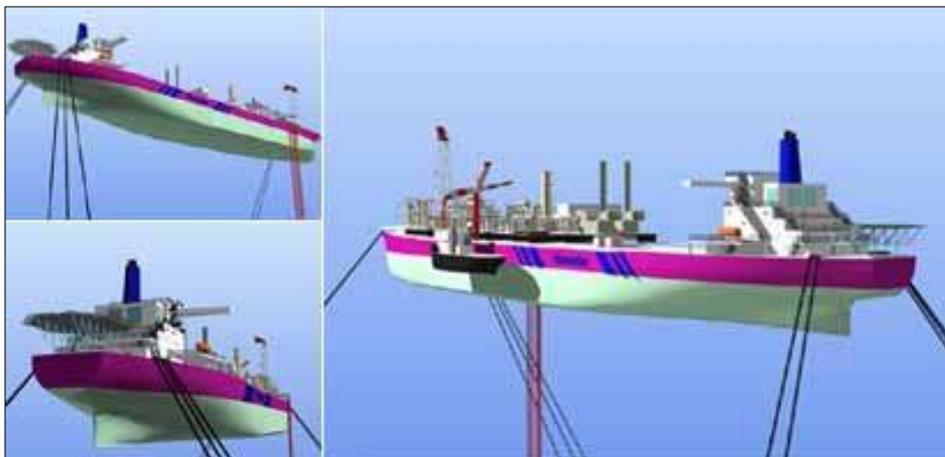


Figura II.2.4.3.1.1-1 – Exemplo de ancoragem *Spread Mooring*.

Fonte: <http://www.offshoremooings.org>

Cada uma das linhas de ancoragem é composta por um trecho inferior de amarras (amarra de fundo), um trecho intermediário de cabos de poliéster e um trecho superior de amarras (amarra de superfície ou de topo). Os pontos fixos de ancoragem no leito marinho são estacas torpedo.

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. Além disso, são realizadas inspeções visuais periódicas em todo o sistema de ancoragem, por meio de ROVs, e os relatórios são submetidos à Sociedade Classificadora para manutenção da Classe do FPSO. Vale ressaltar que todo o projeto e instalação do sistema de ancoragem será certificado por uma Sociedade Classificadora.

II.2.4.3.2 Sistema de Detecção, Contenção e Bloqueio de Vazamentos

Os sistemas de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos de todos os FPSOs Teórico 1 e 2 do Projeto ETAPA 4 foram 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).

Os sistemas de segurança, manutenção e monitoramento descritos nos itens que seguem são aplicáveis a todos os FPSOs que serão utilizados no Etapa 4.

II.2.4.3.2.1 Sistemas Emergenciais de Bloqueio

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 emissão de materiais tóxicos, inflamáveis ou explosivos.

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 pode ser acionado manualmente através de botoeiras localizadas em pontos estratégicos do FPSO. O sistema é de fácil manutenção, reparo e identificação de falhas. As botoeiras geram alarme no Controle Central, indicando a necessidade de tomada de ação.

Os FPSOs da PETROBRAS são equipados com sistemas de detecção, que podem enviar sinais para fechamento imediato e automático do poço, prevenindo o descontrole do fluxo.

II.2.4.3.2.2 Sistemas de Segurança

O sistema de Segurança e Controle dos FPSOs Teórico 1 e 2 determina os requisitos mínimos de segurança para os sistemas de superfície da unidade.

Faz parte do processo de execução desse 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 Gás e Incêndio;
- Sistema Emergencial de Bloqueio – ESD;
- Sistema de Bloqueio de Processo – PSD.

Fazem parte do Sistema de Segurança - SAS os equipamentos transmissores, sensores e interruptores manuais, o sistema lógico, as válvulas solenóides de bloqueio e a interface operacional. Todos os elementos do SAS são completamente dissociados dos elementos utilizados no Sistema de Controle de Processamento - SCP, tanto do ponto de vista físico como elétrico.

O sistema foi desenvolvido à prova de falhas e de maneira que o SCP não reinicie automaticamente qualquer equipamento quando o iniciador de bloqueio retorne ao modo normal ou a energia seja restaurada. A energia do SAS 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 de sociedades certificadoras. De maneira geral, o sistema de gás e incêndio compreende o monitoramento de todas as áreas onde misturas explosivas e/ou 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 possui as seguintes funções:

- 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, caso necessário;
- inundação de áreas afetadas com agente extintor de maneira a extinguir o fogo;
- ativação manual do bloqueio e sistema de proteção de incêndio, caso necessário;
- permissão imediata e exclusiva operação;
- 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 Bloqueio 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 Sala de Controle Central - CCR - ou em locais estratégicos na planta de processo. Quando da ocorrência de um evento atípico de processo, alarmes visíveis e audíveis são acionados localmente e na CCR.

Todos os trabalhadores das plataformas da PETROBRAS 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 bloqueio. Os agentes motivadores que determinam o status do FPSO e, conseqüentemente, a definição de um dentre os quatro níveis de emergência são apresentados nestas ações. Os níveis de bloqueio são os abaixo apresentados, 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 dos FPSOs, os possíveis cenários de ocorrência, bem como as medidas mitigadoras estão apresentados nos estudos de análise de riscos ambientais - **Capítulo II.10** do presente EIA.

II.2.4.3.2.3 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 dos FPSOs. Fazem parte dos recursos de abandono o helicóptero, as baleeiras e os botes salva-vidas. A **Tabela II.2.4.3.2.3-1** resume quais são os recursos de abandono para cada FPSO.

Tabela II.2.4.3.2.3-1 – Recursos de abandono dos FPSOs.

FPSO	RECURSOS DE ABANDONO			
	BALEEIRAS		BOTES SALVA-VIDAS	
	QUANTIDADE	CAPACIDADE (Nº PESSOAS)	QUANTIDADE	CAPACIDADE (Nº PESSOAS)
FPSO Teórico 1*	4	120	22	25
FPSO Teórico 2	4	120	22	25

*Poderá contar também com um barco resgate para até seis pessoas

II.2.4.3.2.4 Sistemas de Atendimento a Emergências

Os Centros de Defesa Ambiental - CDAs da PETROBRAS, localizados em pontos estratégicos de operação, possuem como objetivo assegurar a máxima proteção das unidades da PETROBRAS em caso de emergência, complementando os planos de contingência de cada unidade operacional. Os CDAs são equipados com embarcações recolhedoras, balsas, dispersantes químicos, agentes bioremediadores, barreiras de contenção e absorção de óleo, dentre outros.

A PETROBRAS possui também embarcações de grande porte dedicadas ao atendimento exclusivo de emergências ambientais, bem como frota de aeronaves e outras embarcações que podem ser utilizadas em casos emergenciais.

II.2.4.3.3 Sistema de Manutenção

Os FPSOs possuirão um padrão documentado contendo diversos procedimentos referentes a todas as atividades de manutenção preventiva, preditiva e corretiva dos equipamentos que compõem a unidade.

Dentre as diversas ações de inspeção e manutenção preventiva das instalações dos FPSOs, linhas e gasodutos, as principais são: instalação de cupons de corrosão (corpos de prova) em diferentes locais do FPSO para registrar e avaliar eventos corrosivos, lançamento de *pigs* de rotina e limpeza, lançamento de *pigs* de inspeção, inspeção dos dutos flexíveis e rígidos e inspeção dos sistemas de ancoragem. Além disso, após algum tempo de operação, pode ser necessário realizar troca de linhas.

Para realizar as atividades de manutenção e inspeção das instalações submarinas será necessária a utilização de embarcações de apoio.

II.2.4.3.4 Sistemas de Combate a Incêndio

Os FPSOs são protegidos por sistemas de combate a incêndio, estrategicamente posicionados em diversas áreas da unidade. Os sistemas localizados no convés principal são do tipo dilúvio, automaticamente ativados por fusíveis ou manualmente na sala de controle.

O heliponto e a área de *offloading* dos FPSOs são protegidos por sistema de extintores de espuma. O maquinário existente nos FPSOs e os espaços entre os equipamentos são equipados com extintores fixos de CO₂. O sistema de combate a incêndio dos FPSOs será composto de:

- Sistema de Água
- Sistema de espuma
- Sistema de CO₂
- Extintores portáteis

II.2.4.3.4.1 Sistema de Água

A. Rede plug-fusível

Este sistema consiste 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 é a planta de processo, área de produtos químicos e *flare*.

B. Anel de Incêndio

Este sistema é mantido pressurizado pela bomba *jockey*, sendo alimentado pelas bombas de incêndio e tem a sua abrangência ao longo de toda a embarcação.

O acionamento se dá de forma manual pelo operador da área ou automaticamente após atuação de sensores de fogo.

Os FPSOs possuirão, também, estações com hidrantes e mangueiras de incêndio, que além de atenderem a pontos existentes na embarcação, atendem ao heliponto e aos módulos da área de *topside*.

O sistema de combate a incêndio possui também um sistema de dilúvio cujo objetivo é 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.

II.2.4.3.4.2 Sistema de Espuma

Os FPSOs Teórico 1 e 2 contarão com um sistema de espuma nas áreas do heliponto e dos tanques.

A unidade é dotada de dois vasos de Líquido Gerador de Espuma - LGE, sendo um para alimentar os canhões do heliponto e o outro que abrange a área do convés principal e planta de processo. O sistema é 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 se baseia no tubo *venturi* (tubo de arraste), que alimenta o canhão que fora acionado. Além destes sistemas, têm-se ainda sistemas de bombonas portáteis instalados em pontos estratégicos. Este sistema consiste em mangotes com tubo pescador (mergulhados na bombona) e interligados com mangueiras, que em caso de emergência, podem ser utilizadas, adaptando-as rapidamente aos hidrantes do sistema fixo do anel de incêndio. Neste sistema utiliza-se também o princípio de arraste.

II.2.4.3.4.3 Sistema de CO₂

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

II.2.4.3.4.4 Extintores Portáteis de Incêndio

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

II.2.4.3.5 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 dos FPSOs, descritos a seguir.

II.2.4.3.5.1 Sistema de Intercomunicação, Avisos e Alarmes

O sistema é 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 – *Uninterruptible Power Supply*). O funcionamento desses dois alarmes é gerenciado remotamente pelo Sistema 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 sólido 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.2.4.3.5.2 Sistema de Radiocomunicações e Sistema para Salvaguarda da Vida Humana no Mar (GMDSS)

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

No caso de uma emergência a bordo do FPSO, devem ser contatados os serviços de resgate e os escritórios da PETROBRAS em Santos/SP. Essas ações devem ser conduzidas a partir da sala de rádio, baseadas nas instruções fornecidas pelo Fiscal da PETROBRAS a bordo. Esse processo de comunicação deve ser 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 fac-símile 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

Atualmente a principal base de apoio para atendimento às emergências médicas *offshore* para a Unidade de Negócios da Bacia de Santos (UN-BS) é o Aeroporto de Jacarepaguá, no Rio de Janeiro. O fluxo de atendimento é descrito a seguir:

- O profissional de saúde da Unidade Marítima aciona a Central Médica Reguladora, instalada em Macaé, com médicos de plantão 24h para atendimento por vídeo conferência;
- Após avaliação médica, a Central Médica Reguladora define a gravidade do paciente, sendo utilizado voo de aproveitamento nos Aeroportos de Cabo Frio e Jacarepaguá, podendo ser por voo normal, nas gravidades menores; e acionamento da aeronave ambulância para o aeroporto de Jacarepaguá no Rio de Janeiro;
- Quando for empregado PETROBRAS, uma ambulância já estará no aeroporto para o resgate terrestre para os hospitais credenciados. Quando empregado de outras empresas, é realizado contato com as mesmas para disponibilização da ambulância e encaminhamento ao seu hospital credenciado;

II.2.4.3.6 Sistema de Medição e Monitoramento

A medição de fluídos (óleo e gás) seguirá o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural da ANP (Resolução Conjunta ANP/INMETRO nº 1/2013), conforme **Tabela II.2.4.3.5.2-1**.

Tabela II.2.4.3.5.2-1 – Medição de fluídos segundo o Regulamento Técnico da ANP.

TIPO DE MEDIÇÃO	TIPO DE MEDIDOR	GRAU DE INCERTEZA
Medições Fiscais de Óleo	Ultrassônicos	< 0,2%
Medições de Apropriação de Óleo	Deslocamento Positivo, Turbina ou Mássico	< 0,6%
Medições Fiscais de Óleo		< 1,5%
Medições de Apropriação de Óleo	Placa de Orifício ou Ultrassônico	< 2,0%
Medições Operacionais de Gás		< 3,0%
Medições de Água	Magnético	< 1,0%

II.2.4.3.7 Sistema de Geração de Energia de Emergência

O sistema de geração de energia de emergência dos FPSOs consistirá de geradores a diesel de emergência. A partida do gerador será automática e ocorrerá logo após a interrupção da energia no FPSO. A potência foi 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*.

O sistema, que opera independentemente do sistema principal atende 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.2.4.4 Descrição do Sistema Submarino

As estruturas submarinas necessárias para a produção de óleo e gás englobam as linhas de produção, as linhas de injeção de água e gás, as linhas de serviço,

umbilicais de controle, *manifolds*⁵, árvores de natal molhada (ANM), gasodutos de exportação e seus acessórios (válvulas, PLEMs⁶ e PLETs⁷).

As linhas de produção são responsáveis pelo escoamento da produção de óleo e gás do reservatório, interligando os poços produtores ao FPSO. Ao término da fase de instalação do sistema submarino, cada poço produtor possuirá três linhas que se conectarão ao FPSO: uma linha de produção, uma linha de serviço (acesso ao espaço anular do poço) e um umbilical eletro-hidráulico (responsável pela comunicação e controle entre o poço e o FPSO).

Alternativamente, a depender do cenário de exploração, poços produtores poderão adotar uma configuração de produção compartilhada, seja por *manifolds* de produção, *trunkline* de produção ou anéis de coleta.

Os poços injetores de água e gás (WAG - *Water Alternate Gas*) poderão ser interligados ao FPSO de duas maneiras:

- Quando satélites, por um conjunto composto de uma linha de injeção de água, uma linha de injeção de gás e um umbilical eletro-hidráulico de controle;
- Quando em *loop* de 2 poços, cada poço será interligado ao FPSO através de uma única linha capaz de injetar gás e água alternadamente, além de um umbilical eletro-hidráulico, totalizando 3 linhas para cada par de poços injetores. Além disso, os poços serão interligados entre si através de uma linha submarina de injeção de água e gás.

Os poços injetores apenas de gás ou apenas de água serão interligados por uma linha de injeção e um umbilical eletro-hidráulico de controle.

⁵ *Manifold Submarino*: Equipamento para interligação de linhas submarinas com as funções de distribuição ou agrupamento de fluidos e de controle de equipamentos submarinos. Os manifolds submarinos podem ser do tipo produção (agrupando os fluidos produzidos de dois ou mais poços), injeção (direcionando fluidos recebidos para poços injetores), de *gas lift* (para poços produtores ou suas linhas), de controle (funções hidráulicas, elétricas e de injeção química) ou híbridos (mais de uma função no mesmo equipamento).

⁶ PLEM (*Pipeline End Manifold*): Coletor de extremidade de duto submarino; Conjunto de tubulações e válvulas montado sobre quadro estrutural metálico, instalado na extremidade de um duto rígido submarino, para interligação com outros dois ou mais dutos submarinos.

⁷ PLET (*Pipeline End Termination*): Terminação de extremidades de dutos; Estrutura para conexão de dois dutos entre si, onde pelo menos um destes é um duto de aço rígido.

Algumas áreas preveem também a utilização de *manifolds*. Neste caso, dois ou mais poços são interligados ao *manifold* e este último é interligado ao FPSO. A utilização de *manifolds* reduz a quantidade de linhas que se conectam ao FPSO.

Os poços serão munidos com equipamentos denominados Árvore de Natal Molhada (ANM), que são constituídos por um conjunto de válvulas, tubulações, sensores, painéis para atuação robótica, acessórios e um sistema de controle interligado a um painel localizado na plataforma. São equipamentos de segurança e de controle de fluxo que permitem o fechamento do poço quando necessário.

A **Figura II.2.4.3.5.2-1** ilustra a distribuição espacial das linhas no leito marinho e a **Figura II.2.4.3.5.2-2** mostra esquematicamente um *manifold* distribuindo as linhas para as ANM dos poços. A descrição das estruturas submarinas encontra-se nos itens subsequentes.

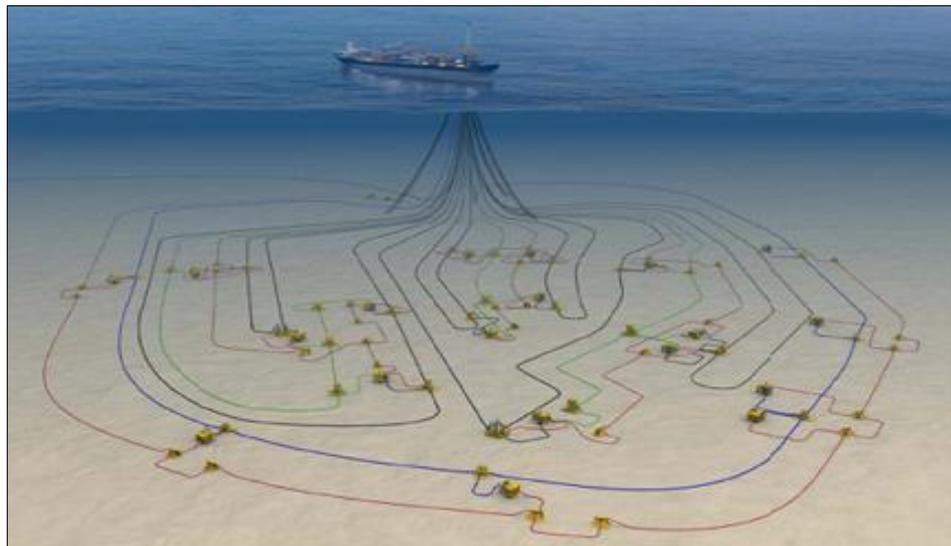


Figura II.2.4.3.5.2-1 – Representação Esquemática da interligação das linhas de um FPSO aos poços.

Fonte: <http://www.fmctechnologies.com>

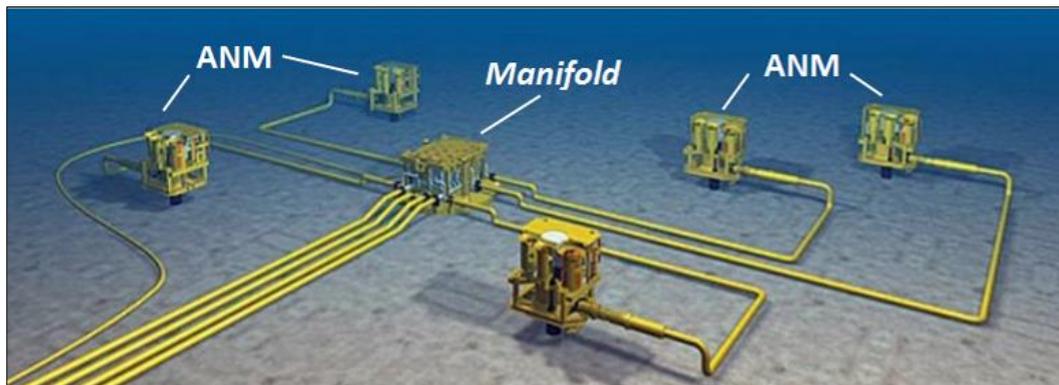


Figura II.2.4.3.5.2-2 – Representação Esquemática - Manifold e ANM.

Fonte: Adaptado de FMC Technologies, 2012. <http://www.fmctechnologies.com>

II.2.4.4.1 Configuração das Linhas

As linhas de interligação dos poços aos FPSOs serão compostas pelos seguintes trechos:

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

A diferença entre linha rígida e flexível está relacionada ao material e à estrutura de que são constituídas. Linhas rígidas são compostas estruturalmente por uma única camada em liga de aço, com revestimento polimérico para proteção mecânica ou térmica, responsável por desempenhar diversas funções (resistência a tração, resistência à pressão interna e externa, estanqueidade, etc.), enquanto as linhas flexíveis são constituídas por várias camadas de diferentes materiais (poliméricos e metálicos), cada uma delas com uma função distinta.

O *riser* permite a interligação do trecho assentado no fundo do mar (*flowline*) com o FPSO, possuindo, então, um trecho não apoiado no leito marinho (trecho suspenso). É considerado dinâmico, pois está sujeito aos movimentos do FPSO e de correntes marítimas.

Algumas configurações são possíveis dependendo da estrutura do *riser* selecionado. Para os empreendimentos do Projeto ETAPA 4, as seguintes configurações serão utilizadas nas linhas de produção:

- Flexível em Catenária Livre;
- Flexível em *Lazy wave*, configuração que utiliza flutuadores para reduzir a carga dinâmica na unidade, produzindo um perfil em forma de onda para o *riser*;
- Rígido em catenária Livre (SCR – *Steel Catenary Riser*);
- Rígido em configuração *Lazy Wave* (SLWR - *Steel Lazy Wave Riser*), configuração que utiliza flutuadores para reduzir a carga dinâmica na unidade, produzindo um perfil em forma de onda para o *riser*.

As configurações acima citadas podem ser utilizadas tanto para as linhas de produção e injeção como para os gasodutos de exportação de gás natural.

Ressalta-se que de acordo com o contexto associado ao Polo Pré-Sal da Bacia de Santos (profundidade, condições meteoceanográficas, características do solo, pressão, temperatura, teores de contaminantes e demais características dos fluidos), foram consideradas alternativas de sistemas acoplados e desacoplados (híbridos de flexível + rígido) para elevação e injeção dos fluidos nas unidades de DP. Assim, considerando a evolução tecnológica das várias alternativas de dutos de escoamento, serão analisadas as opções acima citadas e disponíveis para cada sistema de produção, sendo escolhida a melhor alternativa técnica e econômica dentre as qualificadas para uso.

A **Figura II.2.4.3.5.2-1** ilustra a configuração dos *risers* de um FPSO com configuração em catenária livre (sem flutuadores intermediários). O ponto onde o *riser* toca o leito marinho é denominado de TDP (*Touch Down Point*).

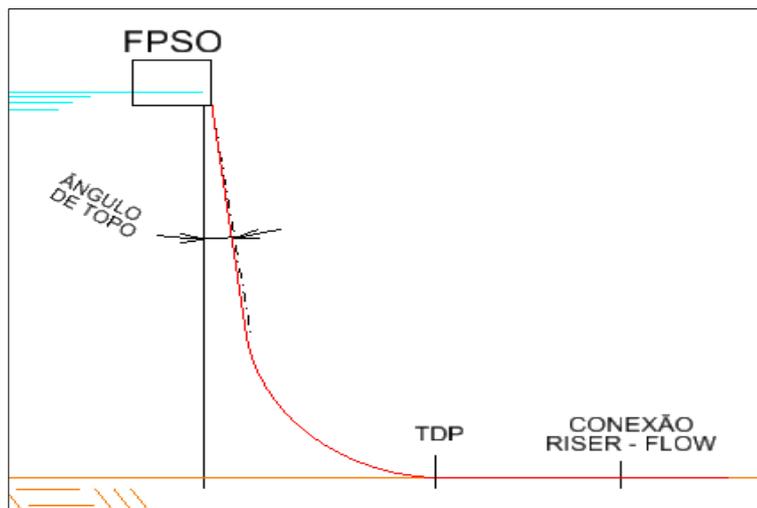


Figura II.2.4.3.5.2-1 – Exemplo de configuração do riser em catenária livre.

A configuração *lazy wave* recebe tal denominação devido às ondas formadas nas linhas pela ação dos flutuadores antes das mesmas atingirem o leito marinho. A **Figura II.2.4.3.5.2-2** ilustra a configuração *lazy wave*.

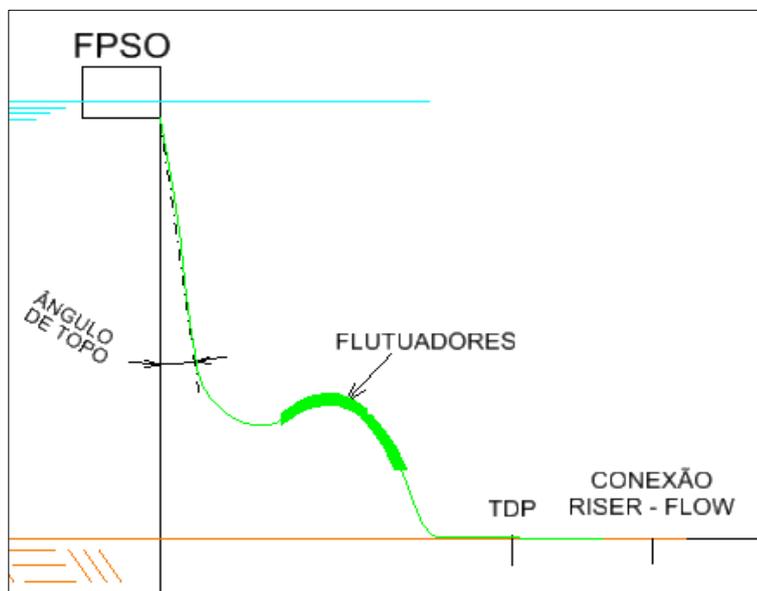


Figura II.2.4.3.5.2-2 – Exemplo de configuração - Lazy Wave.

No **ANEXO II.2.4.4.1-1** deste EIA são apresentados os arranjos submarinos dos projetos de Desenvolvimento da Produção, cujas atualizações serão

encaminhadas juntamente com os requerimentos das licenças de instalação. Cabe ressaltar que os arranjos dos projetos apresentados são configurações em sua fase atual. À medida que o projeto avança, as arquiteturas submarinas podem se alterar significativamente; e, neste caso, serão apresentadas posteriormente, nas fases subsequentes do processo de licenciamento.

As linhas do tipo 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.2.4.3.5.2-3** ilustra, de forma esquemática, a estrutura de uma linha flexível.



Figura II.2.4.3.5.2-3 – Estrutura de uma linha flexível.

A PETROBRAS sempre utiliza equipamentos adequados ao cenário operacional, os quais 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.

Foi identificado em linhas flexíveis sob condições específicas (presença de água no espaço anular, presença de CO₂ e concentração de tensão), a ocorrência de fenômeno definido como SCC-CO₂ (*stress corrosion cracking by CO₂* - corrosão sob tensão por CO₂).

Neste contexto, para a implantação dos projetos compreendidos no Etapa 4, a PETROBRAS considera a utilização de solução de dutos rígidos revestidos internamente com materiais não suscetíveis ao fenômeno do SCC-CO₂.

Os dutos rígidos são tubos de aço formados por uma série de juntas acopladas umas às outras, podendo estar envolvidos por flutuadores para diminuir o seu peso, quando em lâminas d'água profundas, e apresenta resistência ao colapso em águas profundas.

II.2.4.4.2 Umbilicais de Controle

O umbilical de controle consiste em um conjunto de mangueiras e cabos elétricos, integrados linearmente em um único conjunto (*bundle*) para transmitir suprimentos hidráulicos de baixa e alta pressão (para as válvulas de segurança, fechamento e controle do fluxo do poço nas ANM's), para injeção de produtos químicos (inibidor de incrustação, desemulsificante e inibidor de hidrato), e transmissão de sinais elétricos e outros necessários para operar e monitorar os poços de produção e de injeção.

Para os sistemas de produção definitivos do ETAPA 4, o umbilical de controle (UEH - Umbilical eletro-hidráulico) poderá ser constituído 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 mm² de seção, integrados em um único encapsulamento ou poderá ser do tipo STU (*Steel Tube Umbilical*), compartilhado por até 5 poços, sendo 2 produtores e até 3 injetores. Para efetuar esse compartilhamento, 2 estruturas distintas serão utilizadas: uma composta de 12 tubos metálicos mais cabos elétricos; outra com 9 tubos metálicos mais cabos elétricos. Essas estruturas também poderão contar com fibra ótica.

O compartilhamento desse UEH STU entre os poços será realizado utilizando UDEH (Unidade de Distribuição Eletro-hidráulica) conforme a **Figura II.2.4.3.5.2-1**. Cada UDEH poderá comportar até 5 poços, e cada uma destas 5 posições poderá ser configurada para receber poços produtores ou injetores.

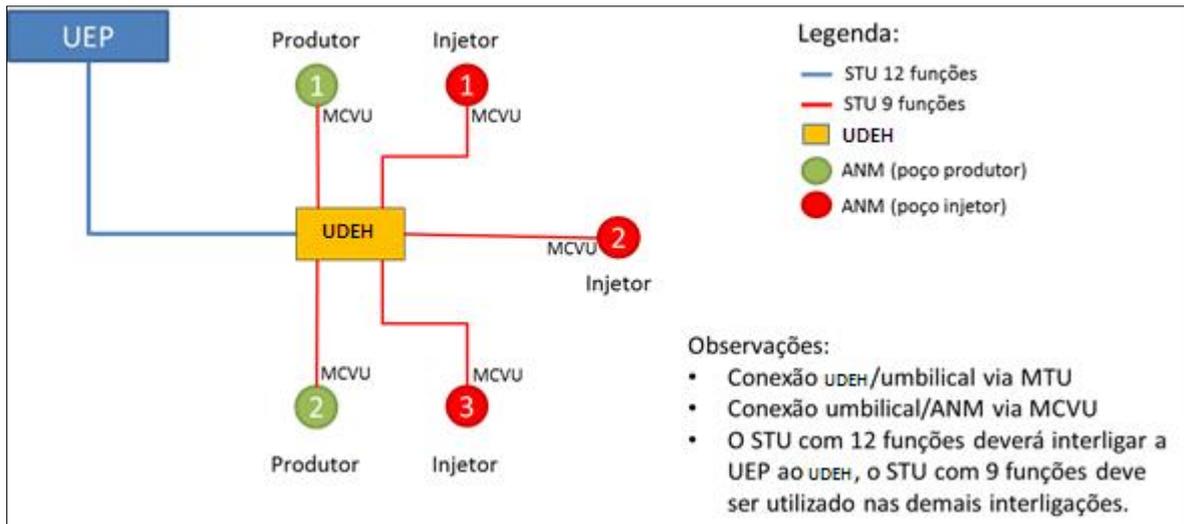


Figura II.2.4.3.5.2-1 – Esquema de configuração proposta para distribuição do umbilical eletro-hidráulico do tipo STU entre poços.

A **Figura II.2.4.3.5.2-2** apresenta o corte da seção transversal de um umbilical eletro-hidráulico típico para controle de poços de produção.



Figura II.2.4.3.5.2-2 – Vista da seção transversal de um Umbilical Eletro-Hidráulico.

II.2.4.4.3 Manifolds

Nos DPs do Projeto Etapa 4 poderão ser utilizados *manifolds* submarinos para interligar as linhas de diversos poços em uma única linha principal, o que reduz a quantidade de linhas interligadas ao FPSO. Os *manifolds* são interligados ao FPSO por linhas rígidas ou flexíveis e umbilicais.

Os *manifolds* submarinos poderão interligar poços exclusivos para injeção de gás (e nesse caso os *manifolds* são denominados de MSIG), exclusivos para injeção de água (MSIA), injeção alternada de água e gás (MSIAG), produção (MSP) ou gas lift (MSGGL).

O *manifold* é um equipamento que possui uma base para assentamento em solo marinho e uma estrutura metálica que possui válvulas de isolamento, válvulas de controle de vazão, tubos, conectores hidráulicos e instrumentos de monitoração de pressão, temperatura e vazão. Previamente à instalação dos *manifolds*, é feita uma coleta de dados do solo marinho para garantir sua estabilidade após o assentamento.

II.2.4.4.4 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 pelo FPSO.

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

As ANMs a serem utilizadas possuem válvulas acionáveis pela unidade de produção e válvulas acionáveis apenas a partir da sonda que estiver intervindo no poço, quando houver essa necessidade. Nas ANMs padronizadas para o PPSBS, há ainda válvulas de injeção química, também acionadas através do FPSO.

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 (direta ou indiretamente) 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.

Os poços de produção e de injeção serão providos de válvulas DHSV.

II.2.4.4.5 Jumpers

O *jumper* consiste em um trecho de duto que interliga dois componentes submarinos, sejam eles *Manifolds* , PLETs, PLEMs ou *Risers* . Além de permitir a conexão, o *jumper* agrega flexibilidade ao conjunto tornando viáveis projetos e configurações de sistemas submarinos.

Os *jumpers* são linhas estáticas dentro do sistema, não estando sujeito à carregamentos de ondas e correntes após a instalação.

II.2.4.4.6 Sistema Permanente de Monitoramento Sísmico (SPMS)

O sistema SPMS tem como objetivo o monitoramento do comportamento dinâmico dos fluidos no reservatório ao longo do tempo para otimização da produção e auxílio no gerenciamento dos riscos ambientais.

O SPMS se utiliza de cabos permanentemente instalados no leito marinho com sensores embutidos (geofones/acelerômetros e hidrofones) espalhados de forma regular e interconectados por cabos óticos, para fornecer dados sísmicos durante toda a vida do campo.

II.2.4.4.7 Resumo das Estruturas Submarinas

A **Tabela II.2.4.3.5.2-1** lista resumidamente as instalações submarinas previstas que irão compor cada empreendimento do Projeto Etapa 4.

Tabela II.2.4.3.5.2-1 – Resumo das linhas e quantidade de estruturas submarinas previstas nos DPs e Piloto de Longa Duração.

ATIVIDADE	CONFIGURAÇÃO PRELIMINAR DOS RISERS LINHAS (1)	RAIO ANCORAGEM APROXIMADO (M)	LINHA DE PRODUÇÃO	LINHA DE SERVIÇO / GAS LIFT	UMBILICAL DE CONTROLE	LINHA DE INJEÇÃO DE GÁS	LINHA DE INJEÇÃO DE ÁGUA	ARVORE DE NATAL MOLHADA (ANM)	MANIFOLD DE PRODUÇÃO	MANIFOLD DE GAS LIFT	MANIFOLD DE INJEÇÃO DE ÁGUA E GÁS	MANIFOLD DE LINHA DE INJEÇÃO DE ÁGUA	MANIFOLD DE LINHA DE INJEÇÃO DE GÁS
Mero FR		2280	1	2	2	1	0	2	0	0	0	0	0
DP de Búzios 9		2.500	7	8	20	7	1	14	0	1	0	0	0
DP de Búzios 10		1.895	9	13	16	7	1	16	0	1	0	0	0
DP de Búzios 11		2.500	8	9	19	7	1	15	0	1	0	0	0
DP de Búzios 12		2.000	8	15	23	5	1	17	0	1	0	0	0
Atapu 2		2.200	8	8	17	3	7	11	0	0	0	0	0
Sépia 2	Catenária Livre, Lazy Wave, SLWR	2300	6	6	12	5	5	11	0	0	0	0	0
Piloto de Sururu Central		2.200	12	14	26	4	3	19	0	0	0	0	0
Revitalização de Tupi		2.200	13	13	26	13	13	26	6	6	0	0	0
Sagitário		2.100	9	9	16	0	7	16	0	0	0	0	0
Uirapuru 1		2.000	9	9	15	0	6	15	0	0	0	0	0
Aram 1		1800	10	7	10	2	1	10	0	0	0	0	0
Três Marias		2300	9	9	17	8	8	17	0	0	0	0	0

(1) Para cada função acima descrita, será aplicada uma configuração específica dentre as três citadas. DP Buzios 10 e 11 apresenta também 4 linhas de serviço Wag Loop e DP Buzios 12, tem 2 linhas de serviço Wag Loop.

II.2.4.4.8 Gasodutos de Escoamento

Os gasodutos de escoamento irão escoar o gás natural produzido, em alguns dos DPs do Projeto Etapa 4 para a malha de dutos ou SIE (sistema integrado de exportação) do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Para os projetos Aram 1, Sururu Central, Mero FR e DPs de Búzios 9, 10, 11 e 12 está prevista a reinjeção de todo o gás produzido em reservatório e, portanto, não está prevista a exportação de gás destas áreas. Para esses projetos, considera-se como cenário base o aproveitamento de gás por reinjeção no reservatório para manutenção da pressão e recuperação avançada. Estão em andamento estudos para analisar a alternativa de exportação parcial de gás e, por esse motivo, não há neste Item a descrição de um sistema de escoamento de gás para estes DPs.

Para os projetos Atapu 2 e Sepia 2, a exportação de gás será realizada através do gasoduto Rota 3, com a sua interligação através de duto flexível de 9,13” interligado a um novo PLEM.

Para o projeto Revitalização de Tupi, é esperada exportação de gás através de gasoduto rígido de 9” interligado no Rota 2 ou Rota 3. Caso não haja disponibilidade de bocas nestes gasodutos será necessário a substituição de um gasoduto já conectado ou o compartilhamento deste com o duto do Revit via novo PLEM. Embora seja considerada prioritariamente a instalação de riser flexível, há como alternativa a utilização de riser rígido (SLWR) para escoamento do gás.

A **Tabela II.2.4.3.5.2-1** resume as principais características dos gasodutos do Etapa 4. O **ANEXO II.2.4.4.8-1** mostra a localização das estruturas dos gasodutos do Projeto Etapa 4 (ESDV, PLEM, PLET e ILT).

Tabela II.2.4.3.5.2-1 – Gasodutos da Etapa 4.

GASODUTO	EXTENSÃO (KM)	EXTREMIDADE INICIAL	EXTREMIDADE FINAL
DP de Sépia 2	10,7	DP de Sépia 2	PLEM-NET-001
DP de Atapu 2	13,6	DP de Atapu 2	ILT-IAR-002 (PLEM)
DP de Revit de Tupi	22,0	DP de Revit de Tupi	PLEM-TUP-003

Quanto aos demais projetos em fase exploratória encontram-se em avaliação de cenários de Reinjeção Total do gás, construção de uma nova rota e interligação em malha existente. Após definição do cenário em cada projeto, a rota de escoamento será atualizada em etapas subseqüentes do processo.

Os gasodutos flexíveis são compostos de várias camadas de diferentes materiais (poliméricos e metálicos), enquanto gasodutos rígidos são construídos de duto em aço com revestimento anticorrosivo em polipropileno de tripla camada e com ou sem revestimento anticorrosivo interno (a depender da susceptibilidade do material a corrosão pelas condições de fluidos e escoamento). Assim como para as linhas de escoamento, a denominação flexível é devido ao material e estrutura pelos quais são constituídos.

Os gasodutos contemplados no Projeto Etapa 4 estão localizados em regiões de lâmina d'Água (LDA) profunda, afastados dos pontos de recebimento em terra e, portanto, com pressões de operação superiores à cricondenbárica do gás escoado no sistema. Assim, mesmo que em outros trechos seja possível ocorrer condensação, nas regiões contempladas no Projeto Etapa 4 não haverá formação de líquido em condições normais de operação.

II.2.4.4.8.1 Configuração dos Risers dos Gasodutos

Assim como já abordado anteriormente para as linhas de produção, injeção, umbilicais, os gasodutos de escoamento também possuirão um trecho suspenso, denominado *riser*, conectado ao FPSO.

Os trechos suspensos dos gasodutos do Projeto Etapa 4 possuirão uma das seguintes configurações:

- Sistemas acoplados complacentes com *risers* flexíveis em configuração *lazy wave* (presença de flutuadores intermediários entre o *riser* e o FPSO)
- *Riser* de aço em catenária composta com flutuador - *Lazy Wave* ou *Steel Lazy Wave Riser* (SLWR)

A **Figura II.2.4.4.8.1-1** exemplifica a configuração *lazy wave* para um gasoduto, sendo representativa tanto para *riser* flexível como rígido acoplado.

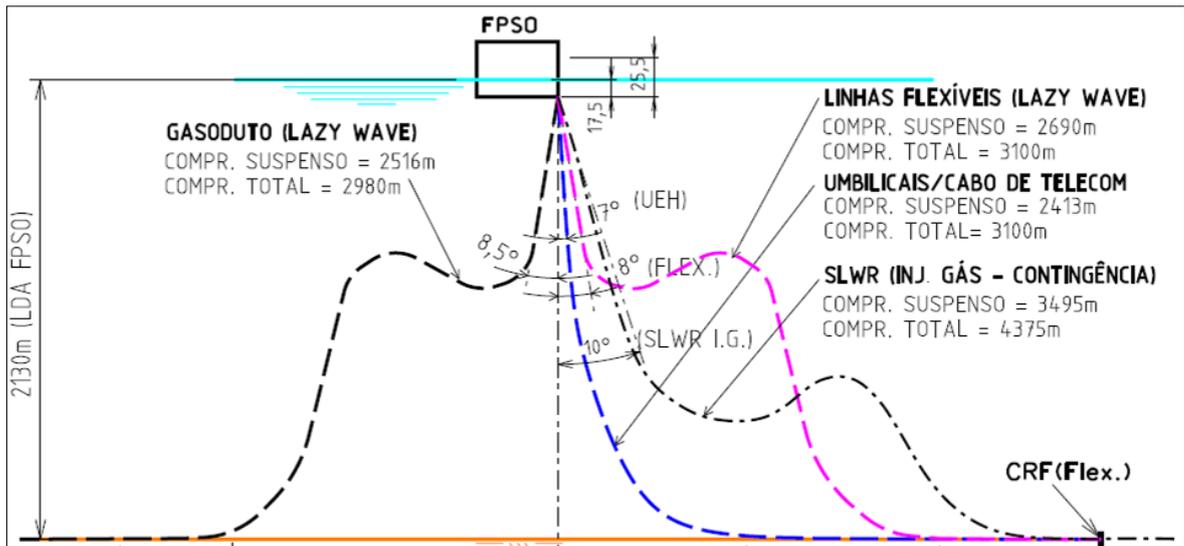


Figura II.2.4.4.8.1-1 – Exemplo de configuração de gasoduto - Lazy wave (à esquerda).

O Quadro II.2.4.4.8.1-1 apresenta a configuração dos risers previstos dos gasodutos do Projeto Etapa 4.

Quadro II.2.4.4.8.1-1 – Configuração dos Risers dos Gasodutos.

GASODUTO	CONFIGURAÇÃO PRELIMINAR DOS RISERS DOS GASODUTOS
Gasoduto de Sépia 2	Riser Flexível em Lazy wave ou Steel Lazy Wave (SLWR)
Gasoduto de Atapu 2	
Gasoduto da Revit de Tupi	

As estruturas submarinas que poderão compor gasodutos SLWR serão:

- Riser Rígido em Configuração Lazy Wave
- Umbilical eletro-hidráulico de controle da ESDV
- Válvulas de bloqueio;
- Estruturas do tipo PLET (*Pipeline End Termination*): Equipamento localizado na extremidade do duto que facilita conexões entre trechos de dutos;

A. Gasoduto Sépia 2

O projeto considera prioritariamente a instalação de *riser* flexível, mas há como alternativa a utilização de *riser* rígido (SLWR) para escoamento do seu gás.

O gasoduto Sépia 2 terá aproximadamente 10,7 km de extensão. O gasoduto interligará a Unidade de Produção do DP de Sépia 2 ao gasoduto Rota 3, através de duto flexível de 9,13” ou rígido de 8” interligado a um novo PLEM, que será interligado ao PLEM NET-001 e este ao ILY-NET-001.

As características operacionais do Gasoduto de Sépia 2 estão descritas no **Quadro II.2.4.4.8.1-2**.

Quadro II.2.4.4.8.1-2 – Características construtivas e operacionais preliminares do gasoduto de Sépia 2.

CARACTERÍSTICA	INFORMAÇÃO	OBSERVAÇÃO
Comprimento Aproximado do Duto	10,7 km	-
Diâmetro Interno	9,13”	flexível ou 8” rígido
Vazão Máxima de Operação	6 MMSm ³ /d	-
Pressão Máxima de Operação	25 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Mínima de Operação	0,1 MPa	
Pressão Máxima de Projeto	27,5 MPa	-
Sobreprensão acidental de Projeto	30,3 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Temperatura Máxima de Projeto	60 °C	No duto
Temperatura Mínima de Projeto	- 18 °C	
Vida Útil	21 anos	-
Material do duto	Camadas metálicas e poliméricas	-
Revestimento Anticorrosivo Externo		-
Sobre-espessura de corrosão	Não aplicável	
Revestimento interno redutor de atrito	(estrutura do duto)	-
Profundidade Máxima	2200 m	-

A estrutura submarina que irá compor o Gasoduto de Sépia 2 será:

- Umbilical eletro-hidráulico de controle da ESDV;
- 1 válvula de emergência (ESDV);
- Novo PLEM

A válvula ESDV do Gasoduto será instalada o mais próximo possível da UEP de Sépia 2. A localização dos equipamentos submarinos estão listados na **Tabela II.2.4.4.8.1-1**.

Tabela II.2.4.4.8.1-1 – Equipamentos do Gasoduto de Sépia 2.

EQUIPAMENTO	COORDENADA UTM SIRGAS 2000 MERIDIANO CENTRAL 45° W FUSO 23	
	LESTE (X)	NORTE (Y)
ESDV	746992	7213953
PLEM-Y	745798	7218133

A **Figura II.2.4.4.8.1-2** apresenta o diagrama unifilar, permitindo visualizar como as estruturas submarinas estarão distribuídas ao longo do gasoduto.

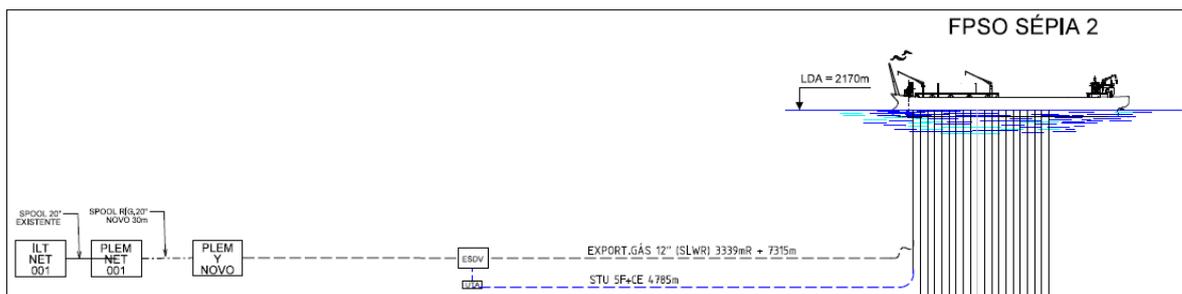


Figura II.2.4.4.8.1-2 – Diagrama Unifilar do Gasoduto.

B. Gasoduto Atapu 2

O Gasoduto Atapu 2 escoará a produção de gás natural do DP de Atapu 2 ao Gasoduto Rota 3 e será conectado por meio de um PLEM, (PLEM-ATP-001, a ser instalado pelo projeto), ao ILT-IAR-002, sendo este pertencente ao Gasoduto Rota 3.

O projeto considera prioritariamente a instalação de *riser* flexível, mas há como alternativa a utilização de riser rígido (SLWR) para escoamento do seu gás. O Gasoduto Atapu 2 terá aproximadamente 13,6 km de extensão e 9,13" de diâmetro se flexível ou 8" se rígido. As características operacionais do Gasoduto Atapu 2 estão descritas no **Quadro II.2.4.4.8.1-3**.

Quadro II.2.4.4.8.1-3 – Características construtivas e operacionais preliminares do Gasoduto Atapu 2.

CARACTERÍSTICA	INFORMAÇÃO	OBSERVAÇÃO
Comprimento Aproximado do Duto	13,6 km	-
Diâmetro Interno	9,13"	flexível, se rígido 8"
Vazão Máxima de Operação	6 MMSm ³ /d	-
Pressão Máxima de Operação	25 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Mínima de Operação	0,1 MPa	
Pressão Máxima de Projeto	27,5 MPa	-
Temperatura Máxima de Projeto	60 °C	No duto
Temperatura Mínima de Projeto	-10 °C	-
Vida Útil	25 anos	-
Material do duto	Armaduras metálicas e camadas poliméricas	-
Revestimento Anticorrosivo Externo		-
Sobre-espessura de corrosão	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Revestimento interno redutor de atrito		-
Profundidade Máxima	2.300 m	-

Os equipamentos submarinos que irão compor o Gasoduto Atapu 2 serão:

- Umbilical eletro-hidráulico de controle da ESDV
- 1 válvula de emergência (ESDV)
- 1 PLEM (em aquisição)

A válvula ESDV do Gasoduto Atapu 2 será instalada próxima à conexão *riser-flow*. O PLEM será instalado próximo ao ILT-IAR-002 e estes serão conectados através de um jumper flexível de cerca de 200 metros de comprimento. A localização dos equipamentos submarinos está listada na **Tabela II.2.4.4.8.1-2**.

Tabela II.2.4.4.8.1-2 – Equipamentos do Gasoduto Atapu 2.

EQUIPAMENTO	COORDENADA UTM SIRGAS 2000 MERIDIANO CENTRAL 45° W FUSO 23	
	ESTE (X)	NORTE (Y)
ESDV	746.096	7.237.270
PLEM - Atapu	752.540	7.234.338

A **Figura II.2.4.4.8.1-3** apresenta o diagrama unifilar, permitindo visualizar como as estruturas submarinas estarão distribuídas ao longo do gasoduto.

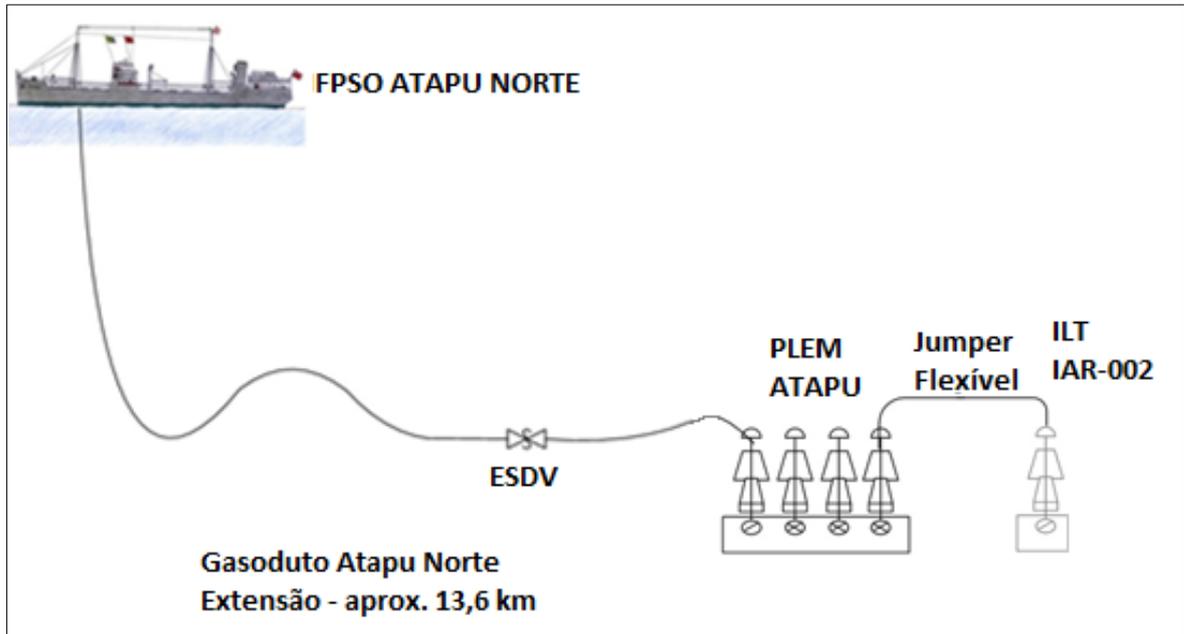


Figura II.2.4.4.8.1-3 – Diagrama Unifilar do Gasoduto Atapu 2 (anteriormente conhecido como Atapu N).

C. Gasoduto Revitalização de Tupi

Na visão atual, o projeto considera como caso base a instalação de gasoduto rígido, incluindo o *riser*. Porém, ao longo do desenvolvimento do projeto, podem ocorrer alterações que ensejem a instalação de gasoduto flexível

O gasoduto de Revit de Tupi terá aproximadamente 22 km de extensão e diâmetro de 9,13" a depender do ponto de conexão. O gasoduto interligará a Unidade de Produção do DP de Revit de Tupi ao gasoduto Rota 2, através de duto rígido de 9" interligado a uma boca disponível ou a um novo PLEM, caso não haja disponibilidade de bocas no ponto de conexão do projeto à malha. Atualmente o ponto de conexão é no PLEM-TUP-003.

As características operacionais do Gasoduto de Revit de Tupi estão descritas no **Quadro II.2.4.4.8.1-4**.

Quadro II.2.4.4.8.1-4 – Características construtivas e operacionais preliminares do gasoduto de Revit de Tupi.

CARACTERÍSTICA	INFORMAÇÃO	OBSERVAÇÃO
Comprimento Aproximado do Duto	22 km	-
Diâmetro Interno	9"	-
Vazão Máxima de Operação	6 MMSm ³ /d	-
Pressão Máxima de Operação	25 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Mínima de Operação	0,1 MPa	médio do mar (abs)
Pressão Máxima de Projeto	27,5 MPa	-
Sobrepresão acidental de Projeto	30,3 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Temperatura Máxima de Projeto	60 °C	No duto
Temperatura Mínima de Projeto	- 18 °C	-
Vida Útil	30 anos	-
Material do duto	Camadas metálicas e poliméricas	-
Revestimento Anticorrosivo Externo	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Sobre-espessura de corrosão		-
Revestimento interno redutor de atrito		-
Profundidade Máxima	2.200 m	-

A estrutura submarina que irá compor o Gasoduto de Revit de Tupi será:

- Umbilical eletro-hidráulico de controle da ESDV;
- 1 válvula de emergência (ESDV);

A válvula ESDV do Gasoduto será instalada o mais próximo possível da UEP. A localização dos equipamentos submarinos estão listados na **Tabela II.2.4.4.8.1-3**.

Tabela II.2.4.4.8.1-3 – Equipamentos do Gasoduto de Revit de Tupi.

EQUIPAMENTO	COORDENADA UTM SIRGAS 2000 MERIDIANO CENTRAL 45° W FUSO 23	
	ESTE (X)	NORTE (Y)
ESDV	731063	7175191
PLEM-Y	712782	7174143

II.2.4.4.9 Inspeção, Manutenção e Substituição Eventual de Linhas e Umbilicais Eletro-Hidráulicos (UEHs), equipamentos submarinos e sistemas de ancoragem

Visando a garantia de integridade do ciclo de vida do empreendimento são previstas realizações periódicas de inspeções, manutenções preventivas, preditivas e corretivas de linhas, umbilicais eletro-hidráulicos (UEHs), equipamentos submarinos e sistemas de ancoragem, as quais podem indicar a necessidade de substituição de equipamentos ou linhas, risers e flowlines dos sistemas de produção submarina.

A necessidade de substituição pode se dar em função do atingimento do pleno período de vida útil destas estruturas, ou seja, por envelhecimento ou desgaste natural dos componentes, ou por ocorrência de danos ou falhas.

Considerando que as atividades de inspeção, manutenção preventiva, preditiva e corretiva, incluindo a eventual substituição de linhas, umbilicais eletro-hidráulicos (UEHs), equipamentos submarinos e sistemas de ancoragem fazem parte do ciclo de vida do empreendimento seus impactos foram analisados na Avaliação de Impactos apresentada neste EIA.

A) INSPEÇÃO

Trata-se de inspeção visual com a finalidade de verificar periodicamente a integridade de estruturas e componentes das linhas, umbilicais eletro-hidráulicos (UEHs), equipamentos submarinos e sistemas de ancoragem.

Essas inspeções são realizadas essencialmente com emprego de embarcações RSV dotadas de ROV ou por embarcações do tipo SDSV para suporte de mergulho raso para verificação das conexões de linhas no costado da plataforma e partes dos componentes do sistema de ancoragem.

B) MANUTENÇÃO

- Manutenção do Sistema de Ancoragem

As manutenções de sistemas de ancoragem podem envolver a substituição de um ou mais componentes da linha de ancoragem, podendo consistir em manutenção com ou sem substituição/movimentação do ponto fixo (âncora de arraste ou estaca torpedo).

Estas manutenções ocorrem sem modificações de projeto, alterações de especificações ou uso de rotas diferentes das já licenciadas.

Em operações de manutenção em linhas de ancoragem, com a necessidade de substituição de grande volume de componentes, pode ocorrer a necessidade de abandono provisório, com assentamento de parte destes materiais próximo à Unidade Marítima. Para essas operações são utilizadas Embarcações do tipo AHTS (*Anchor Handling Tug Supply*).

- Reparos em Linhas (Dutos e Umbilicais)

Trata-se de atividades pontuais de reparos ou ajustes envolvendo a recomposição do sistema de proteção catódica; a reposição de grampos de fixação de suportes e/ou reparos na fixação do suporte (retravamento); reparos de revestimento de pintura, instalação de abraçadeira; aplicação de bandagem para proteção anticorrosiva; retorqueamento de flanges; dentre outras atividades correlatas.

Normalmente esses reparos não demandam o abandono de linhas ou materiais no leito. Quando executadas em trechos lançados no fundo podem demandar o uso de alguma ferramenta ou estrutura (ex: poitas de concreto) que é assentada no fundo, próxima ao ponto da operação e de forma temporária, apenas para executar a operação. Os reparos mencionados não demandam manobras de movimentação de dutos, sendo executados em pontos específicos. As embarcações comumente utilizadas na atividade são SDSV, RSV, e PLSV.

- Reparos com Recolhimento de Linhas (Dutos e Umbilicais)

Consistem em operações onde é necessário o recolhimento total ou parcial da linha para reparos, inspeções ou testes. Para recolher a linha é necessário a desconexão de algum equipamento submarino, podendo ocorrer uma desconexão intermediária e/ou o pull-out da UEP. Previamente à desconexão da linha para

recolhimento, quando cabível, a mesma é lavada e o TOG enquadrado conforme padrões estabelecidos. Após a atividade de reparo, inspeção e/ou teste, a linha é novamente interligada.

Nesta operação poderá ocorrer abandono temporário de trechos da linha no track original, sem necessidade de deslocamento ou, por questões de segurança operacional, poderá ser necessário deslocar os tramos do duto para outra área distante do track original e abandoná-los temporariamente até que sejam recolhidos. A depender do layout submarino, poderá ser necessário realizar movimentações de outras linhas para desfazer cruzamentos.

As embarcações comumente utilizadas para essa atividade são RSV, PLSV e AHTS.

- Reterminação de Dutos Flexíveis

Consistem em operações onde é necessário fazer o pull-out e recolhimento do duto para reterminar o trecho próximo ao conector de topo. A realização desta atividade poderá ser executada em duas ou mais etapas, sendo necessário o abandono temporário do trecho. A depender do layout submarino, poderá ser necessário realizar movimentações de outras linhas para desfazer cruzamentos.

As embarcações mais comumente utilizadas para essa atividade são RSV, PLSV e AHTS.

- Corte e Recolhimento de Umbilicais para Manutenção

Consiste no corte e recolhimento do umbilical eletro hidráulico para reparos, em função de danos nas capas externas, danos em cabos de potência, danos em cabos de sinal ou em mangueiras hidráulicas e/ou outras anomalias identificadas em inspeção. Essa operação poderá ser realizada em duas ou mais etapas com abandono temporário do UEH. A depender do layout submarino, poderá ser necessário realizar movimentações de outras linhas para desfazer cruzamentos.

- Reparos em Equipamentos Submarinos

Consistem em atividades pontuais de reparos ou ajustes em equipamentos submarinos, não sendo previsto escape de fluidos. As atividades não envolvem desconexão de linhas, exceto quando a manutenção envolve retirar o MCV para reparo a bordo do PLSV ou em terra. As embarcações comumente utilizadas na atividade são RSV, SESV e PLSV.

- Desconexão e Reconexão de Poços para Manutenção

A desconexão é uma atividade predecessora à atividade de reparo/adequação em equipamentos. Para realizar alguns tipos de manutenção de equipamentos submarinos é necessário desconectar as linhas dos equipamentos a serem mantidos. A atividade de desconexão não implica no recolhimento ou desmobilização de linhas, somente desconexão/reconexão. Previamente à desconexão, quando cabível, a linha é lavada e o TOG enquadrado conforme padrões estabelecidos. As embarcações comumente utilizadas na atividade são SDSV, RSV, e PLSV.

C) SUBSTITUIÇÃO

- Substituição de Linhas (*Risers*, *Flowlines* e Umbilicais)

No caso de *risers* e *flowlines* flexíveis utilizados em sistemas de produção submarina de óleo e gás, é fato ocasional (e previsto em projeto) a necessidade de substituição de trechos destas linhas por outros de características iguais ou superiores devido ao atingimento do pleno período de vida útil destas estruturas. Isto se dá por envelhecimento ou desgaste natural dos componentes poliméricos e/ou por processos corrosivos nos componentes metálicos das linhas flexíveis, disparados por causas associadas à instalação e à operação dos dutos. Ambos os cenários são previstos no projeto destas estruturas, o que resulta, com aplicação de um fator de segurança, na determinação da vida útil da linha, o que pode ser inferior à vida produtiva do sistema de coleta.

Com relação aos umbilicais eletro-hidráulicos (UEHs), estes poderão eventualmente necessitar de substituição, em caso de dano causado durante a instalação ou por agente externo posterior.

Estas operações serão realizadas de maneira procedimentada e segura, com uso de recursos tradicionais e tecnologias, amplamente empregadas ao longo da fase de instalação do empreendimento

- Substituição de Equipamentos Submarinos

Em operações onde haja necessidade de substituição do equipamento, será repousado temporariamente no leito marinho, ao lado do equipamento a ser substituído, skids ou cestas para auxiliar a instalação e recolhimento.

Em operações envolvendo a dissociação de hidratos poderá ocorrer escape de gás. As embarcações comumente utilizadas na atividade são RSV, SESV e PLSV.

II.2.4.4.10 Avaliação de Utilização de Sistema Submarino de Processamento Submarino (SSGL, HiSep® ou similares)

Para os projetos com RGO e teor de CO₂ elevados, cenário comum aos campos do pré-sal brasileiro, poderá ser avaliada a oportunidade de aplicação de sistemas de processamento (separação e *boosting*) submarino, genericamente chamados SSGL (separação submarina gás-líquido) dentre os quais está o HiSep®, tecnologia em desenvolvimento com patente da PETROBRAS, que tem por objetivo aliviar a planta de *topside* com relação ao processamento de gás, aumentando, conseqüentemente, o potencial de recuperação de óleo, já que as plantas desses projetos, em geral, podem estar sujeitas durante boa parte de suas vidas úteis a restrições de produção devido ao pleno uso da sua capacidade de tratamento de gás.

A finalidade dessa tecnologia seria segregar, através de equipamentos instalados no fundo do mar, uma corrente de gás rica em CO₂ em determinadas condições de pressão, temperatura, densidade e viscosidade, que seria reinjetada por meio de bombeio centrífugo no reservatório; e uma corrente que seguiria para o *topside* com RGO (razão gás/óleo) reduzida, desengargalando a planta de

topside quanto ao processamento de gás. Outra alternativa, a depender de condições técnicas e econômicas, será o envio daquela corrente de alto RGO para uma segunda UEP no mesmo campo, a qual, estando parcialmente ociosa, possa tratar o gás recebido com benefícios para ambas as UEPs.

Caso essas tecnologias sejam consideradas de aplicação viável a qualquer dos Projetos Etapa 4, seu detalhamento, bem como análises complementares de riscos deverão ser enviadas ao IBAMA para embasar o processo de seu Licenciamento Ambiental junto ao requerimento da LI.

II.2.4.5 *Infraestruturas de apoio*

As fases de planejamento, instalação, operação, desativação dos projetos de exploração, produção e escoamento de petróleo e gás da Bacia de Santos demandam infraestruturas de apoio como: bases de apoio marítimo; bases de apoio aéreo; estaleiros; oficinas de manutenção e fabricação; terminais de cargas e abastecimento; almoxarifados; armazéns; pátios de dutos; centros administrativos, logísticos e operacionais; áreas de disposição de resíduos e rejeitos; terminais recebedores de óleo escoado por navios aliviadores; refinarias; e gasodutos de exportação e unidades de tratamento de gás.

No presente subitem estão identificadas as infraestruturas utilizadas pela PETROBRAS na Bacia de Santos, as quais estão representadas no **ANEXO II.2.4.5-1**. Ao final desse subitem são listadas as infraestruturas previstas para serem utilizadas pelos projetos do Etapa 4. No **item II.5.3 – Diagnóstico do Meio Socioeconômico**, a descrição dessas infraestruturas é acompanhada de discussão acerca da importância política, econômica e social destas para os municípios e para a região na qual estão inseridas, além de destacar e problematizar eventuais conflitos socioambientais relacionados à implantação e operação das mesmas, que possam ser intensificados com o aumento da demanda pelos projetos do Etapa 4.

II.2.4.5.1 Infraestruturas de apoio utilizadas nos projetos de exploração, produção e escoamento de petróleo e gás na Bacia de Santos

O **Quadro II.2.4.5.1.10-1 II.2.4.5-1** apresenta as infraestruturas utilizadas na Bacia de Santos em projetos de exploração, produção e escoamento de petróleo e gás, independentemente da previsão destas serem utilizadas para apoio às atividades de Etapa 4.

II.2.4.5.1.1 Bases de Apoio Marítimo

As bases de apoio com previsão de utilização durante a fase de instalação dos projetos de DP do ETAPA 4 são: Porto do Rio de Janeiro (RJ), Porto de Niterói – BANIT (RJ), Porto de Vitória – BAVIT (ES), Porto de Macaé (RJ) e Porto do Açu (RJ). Durante a execução do projeto, poderão ser utilizadas outras bases de apoio, que, caso sejam necessárias, serão informadas no momento de solicitação da licença de instalação.

Para a fase de operação dos projetos do ETAPA 4, foram considerados as seguintes bases de apoio: Porto do Rio de Janeiro (RJ), Porto de Macaé (RJ) e Porto do Açu (RJ). Ressalta-se que é esperado baixa frequência de uso do Porto de Macaé (RJ) e do Porto do Açu no município de São João da Barra/RJ durante a fase de operação já que os mesmos estão mais distantes dos empreendimentos do Etapa 4.

O **Quadro II.2.4.5.1.1-1** apresenta as bases de apoio marítimo que poderão ser utilizadas pela PETROBRAS e empresas contratadas incluindo as principais características físicas e operacionais. Também são apresentados outros setores que utilizam a base de apoio, para indicar quais atividades econômicas que concorrem com a exploração e produção de petróleo e gás natural.

Quadro II.2.4.5.1.1-1 – Bases de apoio marítimas que poderão ser utilizadas pela PETROBRAS e empresas contratadas para atividades

BASES DE APOIO	ATIVIDADES NA BACIA DE SANTOS	PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS FÍSICAS E OPERACIONAIS		CAPACIDADE INSTALADA	SETORES QUE UTILIZAM A BASE DE APOIO
Área portuária do Rio de Janeiro (RJ) ¹	Operação para carga geral; Base para recebimento de resíduos; apoio para instalação de equipamentos submarinos e ancoragem	Cais com 6,7 km de extensão e calado variando de 10 a 15 m; 15 pátios abertos e 18 armazéns;		Movimentação de carga em 2016 6.102.07 t Contêineres: 299.833 TEUs ⁸ .	Eletrônicos, borrachas, petroquímicos, peças de veículos, café, produtos siderúrgicos, bobinas de papel para imprensa, além de grãos sólidos como trigo e ferro gusa.
Área portuária de Niterói (Base Niterói da PETROBRAS: BANIT) (RJ) ²	Bases de apoio para instalação de dutos, umbilicais, equipamentos submarinos Base para recebimento de resíduos	Cais com calado operacional de 7,5 m; 2 terminais portuários; Área operacional: 21.900 m ² ;		156.000 t e 50.000 bbl ⁹ ; Não há movimentação de contêineres	Logística e cargas na atividade offshore. Importação e exportação de equipamentos, peças e cargas em geral.
Terminal Portuário de Macaé (RJ)	Apoio logístico ao segmento de petróleo e gás	Área total de até 6.000.000 m ² com pátios para estocagem e armazéns alfandegados		420.000 m ³ de combustíveis, produtos químicos e outros derivados 4,5 milhões de barris de petróleo	Serviços para O&G;
Porto do Açú (RJ)	Produção de tubos flexíveis; Hibernação de unidades offshore; Construção e integração de módulos e skids	9 terminais, divididos em áreas offshore e onshore.		460 m de cais, 17 mil m ² de edificações, 30 mil m ² de área de cais	Serviços para O&G; fabricação tubos flexíveis, Terminais de minério de ferro e de combustíveis marítimos, cargas diversas.
Porto de Vitória (Base Vitória da PETROBRAS: BAVIT) (ES) ³	Bases de apoio para instalação de dutos e umbilicais, equipamentos submarinos e ancoragem	Calado máximo 10,5 m; 10 terminais; Área: mais de 450.000 m ² ;		231 bobinas (231 km de dutos flexíveis e umbilicais submarinos armazenados)	Movimentação de diversos tipos de carga, atendimento offshore (supply boats); fabricação e embarque de tubos flexíveis e materiais diversos para atividades offshore; Cargas em geral, contêineres, navios roll-on roll-off, mármore, granito, produtos agrícolas, grãos sólidos e líquidos, ferro gusa, celulose em fardos, sal, madeira, produtos siderúrgicos, carvão.
Porto de Santos (SP) ¹⁵	Operação para carga geral; Bases de apoio para instalação de dutos e umbilicais, equipamentos submarinos e ancoragem	Cais de 15.960 m com calado de 6,6 a 13,5 m; 55 terminais marítimos e retroportuários; Área: 7.800.00 m ² .		120.000.000 t (2015) 4.000.000 TEU (2015)	Produtos químicos, fertilizantes, adubos, veículos, cítricos, sólidos de origem vegetal, sal, produtos de origem florestal, derivados de petróleo, trigo, produtos siderúrgicos, carga geral.

Continua

⁸ TEU: unidade de medida equivalente a um contêiner de 20 pés.

⁹ Bbl: barril (1bbl equivale a 0,16 m³).

Continuação Quadro II.2.4.5.1.1-1

BASES DE APOIO	ATIVIDADES NA BACIA DE SANTOS	PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS FÍSICAS E OPERACIONAIS	CAPACIDADE INSTALADA	SETORES QUE UTILIZAM A BASE DE APOIO
Porto de São Sebastião (SP) ¹⁶	Operação para carga geral; Bases de apoio para instalação de dutos e umbilicais, equipamentos submarinos e ancoragem	Cais de 115 m com calado de 9 m; Cais de 905 m com calado de 14 a 25 m (TEBAR); 1 terminal portuário (TEBAR); Área: 341.800 m ² (armazenamento); 1.800.000 m ² (TEBAR).	400.000 t/ano; 2.100.000 t (TEBAR); Contêineres: não informado.	Importação: barrilha, sulfato de sódio, malte, cevada, trigo, produtos siderúrgicos, máquinas e equipamentos, bobinas de fio de aço e cargas gerais. Exportação: veículos, peças, máquinas e equipamentos, virtualhas, produtos siderúrgicos e cargas gerais.
TPS Triunfo (arrendatário no Porto do Rio) (RJ) ⁴	Base para recebimento de resíduos	Cais de 740 m com calado de até 9 m; Área: 50.000 m ² (base de apoio <i>offshore</i>)	Não disponível	Granéis (trigo, cloreto de potássio/sal marinho, sucata metálica, ferro gusa), cargas gerais, produtos siderúrgicos.
Porto de Itajaí (SC) ⁵	Base de apoio para equipamentos submarinos; Base para recebimento de resíduos	Cais de 1,035 m com calado de 10,5 m; 6 terminais portuários; Área: 2,78 milhões de m ² .	160.000 t; Contêineres: 135.000 TEU's	Exportação: congelados. Importação: máquinas, motores e equipamentos
Centro de Tecnologia e Construção <i>Offshore</i> (CTCO) – Guarujá (SP)	Instalação de gasodutos rígidos	Cais de 335 m com calado de 11 m; Área: 350.000 m ²	Não se aplica (capacidade de carga do cais: 20 t/m ²)	Atividades <i>offshore</i>
Terminal Portuário de Angra dos Reis (RJ) ⁶	Instalação de gasodutos rígidos Atividades de perfuração: operação com fluidos, granéis sólidos e cimento	Cais acostável com calado operacional de 10 m. 1 terminal portuário; Área operacional: 63.516 m ² ;	585.000 t e 40.000 BBL; Não há movimentação de contêineres.	Exportação de produtos siderúrgicos e granito, importador de trigo. Movimentação de cargas e granéis e no apoio <i>offshore</i> relacionado às atividades de prospecção da Bacia de Santos
Consórcio Clariant Carboflex Planta Niterói – CCPN (RJ) ⁷	Atividades de perfuração; operação com fluidos	Não disponível	Não se aplica	Atividades <i>offshore</i>
Porto Engenheiro Zephyrino Lavenère Machado Filho (TAI -Terminal Alfandegado de Imbetiba) – Macaé (RJ) ⁸	Base para recebimento de resíduos	Cais de 90 m com calado máximo de 6 m; Área portuária: 55.000 m ²	Capacidade de estocagem: água: 6.000 m ³ ; óleo: (4.620 m ³); granéis: 33.000 p ³ .	Propriedade da PETROBRAS; Apoio às operações de exploração e produção de petróleo da bacia de Campos.
Porto Pennant – Rio de Janeiro (RJ) ⁹		Não disponível	Não disponível	Logística e Operação Portuária, Agenciamento Marítimo e Armazenagem. Óleo e gás.
CAMORIM - INSTALAÇÃO DE APOIO – Rio de Janeiro (RJ) ¹⁰		Cais/calado: não se aplica; Área: cerca de 80.000m ²	Não disponível	Atividades <i>offshore</i>

Continua

Continuação Quadro II.2.4.5.1.1-1

BASES DE APOIO	ATIVIDADES NA BACIA DE SANTOS	PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS FÍSICAS E OPERACIONAIS	CAPACIDADE INSTALADA	SETORES QUE UTILIZAM A BASE DE APOIO
COMTROL - INSTALAÇÃO DE APOIO – Rio de Janeiro (RJ) ¹¹		Não disponível	Não disponível	Atividades <i>offshore</i>
COMAP – PORTO – Arraial do Cabo (RJ) ¹²		Cais comercial com 200 m de comprimento e um cais de 100 m, com profundidade de 11m, Área portuária total: 76.000 m ²	153.000 t de carga (granéis sólidos) (2012)	Descarga de granéis, sal, armazenamento de <i>risers</i> de perfuração, operações de transbordo, abastecimentos, <i>supply</i>
SUBSEA 7 - BASE NITERÓI - INSTALAÇÃO DE APOIO – Niterói (RJ) ¹³		Não disponível	Não se aplica	Atividades <i>offshore</i>
Companhia Portuária de Vila Velha (CPVV) – Vila Velha (ES) ¹⁴		Cais com 205 m de comprimento e calado de 9,15 m; 5 terminais de cargas diversas; Área do terminal: 55.000m ²	133.000 t (2014)	Produtos siderúrgicos, alimentos, minério de ferro, matérias-primas em geral, eletroeletrônicos, roupas, veículos, granéis sólidos e líquidos. Atualmente atende majoritariamente as atividades <i>offshore</i>

Fonte: ¹DOCAS DO RIO, 2016; ²DOCAS DO RIO, 2016^a; ³PORTO DE VITÓRIA, 2016; ⁴TRIUNFO LOGÍSTICA, 2016; ⁵PORTO DE ITAJAÍ, 2016; ⁶ANTAQ, 2012; ⁷JORNAL DO COMÉRCIO, 2014; ⁸CAPITANIA DOS PORTOS DO RIO DE JANEIRO, 2016; ⁹PENNANT SERVIÇOS MARÍTIMOS, 2016; ¹⁰CAMORIM, 2016; ¹¹COMTROL, 2016; ¹²PORTO DO FORNO, 2016; ¹³SUBSEA 7, 2016; ¹⁴CPVV, 2016; ¹⁵PORTO DE SANTOS, 2016; ¹⁶PORTO DE SÃO SEBASTIÃO, 2016.

De acordo com PETROBRAS (2019), as bases de apoio marítima mais utilizadas na Bacia de Santos para embarcações de apoio, a serviço da Petrobras, são as áreas portuárias do Rio de Janeiro e Niterói (Baía de Guanabara), onde foram contabilizadas 2.662 atracções ao longo do ano de 2019 (aproximadamente 95% do total de atracções).

Em seguida, destacam-se os portos de São Sebastião (SP) com 69 atracções e o porto de Itajaí (SC) com 54 atracções. O número de atracções foi estimado para todas as embarcações de apoio da PETROBRAS que trafegaram pela Bacia de Santos e que registraram valores de navegação abaixo de 3 nós dentro das áreas de fundeio consideradas no estudo. Deste modo, o número de atracções pode estar sobre-estimado, uma vez que não necessariamente todas as embarcações na área atracaram nos respectivos portos.

II.2.4.5.1.2 Bases de Apoio Aéreo

O Quadro II.2.4.5.1.2-1 apresenta os três aeroportos utilizados pela PETROBRAS e empresas contratadas na Bacia de Santos (ano base 2020), incluindo a atividade realizada pela empresa, suas principais características físicas, operacionais e capacidade instalada.

Quadro II.2.4.5.1.2-1 – Bases de apoio aéreo utilizadas pela PETROBRAS e empresas contratadas para atividades na Bacia de Santos – Ano Base 2020.

AEROPORTO	ATIVIDADES NA BACIA DE SANTOS	PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS FÍSICAS E OPERACIONAIS	CAPACIDADE INSTALADA	SETORES QUE UTILIZAM A BASE DE APOIO
Aeroporto de Jacarepaguá – Rio de Janeiro – (RJ) ¹	Transporte de passageiros e insumos para projetos de exploração, produção e escoamento de óleo e gás	Área total: 1.192.642 m ² ; Área terminal de passageiros: 226 m ² ; Pista: 900 x 30 m	400 mil passageiros/ano	Não possui voos regulares. Apresenta atividades de aviação offshore para PETROBRAS e outras operadoras de óleo e gás, aviação executiva e aeroclubes.
Aeroporto de Cabo Frio (RJ) ²	Transporte de passageiros e insumos para projetos de exploração, produção e escoamento de óleo e gás	Área do terminal de carga aérea: 6.540 m ² ; Área alfandegada: 100.000 m ² ; Pista: 2.560 x 45 m.	570 mil passageiros/ano e estimada para 750 mil com pouso de helicópteros.	Admite voos regulares (Azul) e aviação executiva. Transporte de carga, passageiros e apoio logístico aos projetos offshore.
Aeroporto de Maricá (RJ) ³	Transporte de passageiros e insumos para projetos de exploração, produção e escoamento de óleo e gás	Área do sítio aeroportuário: 530.000 m ² Área do Terminal de passageiros: 618m ² TPS voltado para as normas e atividades offshore Pista 1190x30m	240 mil passageiro/ano	Não possui voos regulares. Opera voos de pequeno e médio porte na aviação geral, executiva e offshore,

Fonte: ¹ INFRAERO, 2020; ² AEROPORTO DE CABO FRIO, 2020; ³ DAESP, 2016; CODEMAR, 2020.

Devido à otimização da utilização dos helicópteros que prestam serviço à empresa, estes podem atender tanto as Unidades Marítimas de Perfuração, quanto às Unidades de Produção que estejam atuando na Bacia de Santos ou Bacia de Campos.

II.2.4.5.1.3 Estaleiros

No **Quadro II.2.4.5.1.3-1** são apresentados os estaleiros utilizados para construção e montagem de unidades que atendem projetos na Bacia de Santos, indicando, para cada um, suas principais características físicas e operacionais.

Quadro II.2.4.5.1.3-1 – Estaleiros utilizados para atividades de óleo e gás na Bacia de Santos – Ano Base 2014.

ESTALEIRO	PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS FÍSICAS E OPERACIONAIS	CAPACIDADE INSTALADA	SETORES QUE UTILIZAM A BASE DE APOIO
	Área total: 1.000.000 m ² ;		
Brasfels S.A.- Angra dos Reis (RJ) ¹	Guindastes 80 t; Cais de Agulha: 313 m de comprimento; Cais de acabamento: 200 m de comprimento;	Processamento de 50.000 t aço/ano;	Reparos <i>offshore</i> e construções de grande porte (FPSOs, Plataformas Semissubmersíveis)
EJA – Estaleiro Jurong Aracruz-Aracruz (ES) ¹	Área total: 825,000 m ² ; Dique seco: 510 m x 120 m x 11 m; Cais: 740 m	Processamento de 48.000 t aço/ano	Construção naval, transformação e reparação de equipamentos <i>offshore</i> .
Estaleiro Brasa - Niterói (RJ) ¹	Barcaça guindaste para carga pesada; Cais com capacidade para receber até 2 FPSOs, simultaneamente;	Não informado	<i>Offshore</i> (totalmente dedicado à construção de <i>topside</i> s e integração de FPSOs)
EBR – Estaleiro do Brasil - São José do Norte (RS) ¹	Área total: 1.500.000 m ² ; Dique seco: com 2 pórticos de 850 t de capacidade; Cais: 2 FPSO's.	Processamento de 110.000 t aço/ano	<i>Offshore</i>
Estaleiro Oceana - Itajaí (SC) ¹	Área total: 310.000 m ² .	Processamento de 15.000 t aço/ano; Construção de até 6 embarcações/ano	<i>Offshore</i>
Rio Grande - ERG - Rio Grande (RS) ¹	Área total: 500 mil/m ² ; Guindaste: 130 m x 90 m x 600 t Cais: 2, com comprimentos de 350 e 150 m.	Processamento de 18.000 t aço /ano	<i>Offshore</i>

Continua

Continuação Quadro II.2.4.5.1.1-1

ESTALEIRO	PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS FÍSICAS E OPERACIONAIS	CAPACIDADE INSTALADA	SETORES QUE UTILIZAM A BASE DE APOIO
Tomé/Ferrostal – Maceió (AL)	Não informado	Não informado	Offshore
UOT Techint – Pontal do Paraná (PR) ²	200.000m ² , sendo 185.000m ² dedicado para construção e montagem de plataformas fixas e módulos para FPSOs.	400.000 t aço/mês	Offshore
QGI – Queiroz Galvão IESA – Rio Grande (RS) ³	Área de 320 mil m ²	8.400 t aço/ano	Offshore
Estaleiro Atlântico Sul Ipojuca, PE	Área total: 780 mil m ² Cais: 700 m Dique seco: 400 m x 73 m X 12 m Guindastes: 2 x 35 t e 2 x 50 t	Capacidade de processamento de 160 mil t de aço por ano	Construção de navios petroleiros, a integração e comissionamento de FPSO.
Enseada Indústria Naval - Unidade Paraguaçu. Maragogipe, BA	Área total: 1.600.000 m ² Cais de acabamento: 750 m x 12 m de calado Dique seco: 360 x 130 x 12 m Pórticos: 2 x 80 t Guindastes com capacidade variável: 75 a 150 t	Processamento de 36 mil t de aço por ano (projeto)	Construção de sondas e conversão de cascos de navios em FPSOs
Porto do Açú, Estaleiro Naval UCN - São João da Barra, RJ	Área total de 3,2 milhões de m ² Cais de acabamento e serviços de 2.400 metros (capacidade de expansão para até 3.525 metros)	Processamento de 180 mil t de aço por ano	Terminal Offshore T1 Terminal Onshore T2 Preparado para receber navios de grande porte, como Capesize e Very Large Crude Carrier (VLCCs), que transportam até 320 mil toneladas de carga
Estaleiro Cassinú São Gonçalo, RJ	Cais: 200 m; Dique seco: 69 m de comprimento; 12,60 m de largura; calado máximo de 3,50 m Dique flutuante: 30 m x 14,40 x 4,20 m	Não informado	Reparo naval, construção e operações onshore e offshore
Equipamar Engenharia e Serviços. Niterói, RJ	Área de 10.000 m ² Cais linear de 100 m	Não informado	Apoio marítimo e portuário Engenharia Marítima

Continua

Continuação Quadro II.2.4.5.1.1-1

ESTALEIRO	PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS FÍSICAS E OPERACIONAIS	CAPACIDADE INSTALADA	SETORES QUE UTILIZAM A BASE DE APOIO
Estaleiro Aliança. Niterói, RJ	Área total: 61.000 m ² ; Carreira: para 3.000 t / 10.000 TPB; Guindastes: 60 t; Cais: 2 X 100 m cada um	Não informado	Construção de embarcações
Estaleiro Mauá. Niterói, RJ	Área total de 180.000 m ² Carreira longitudinal: 223 Dique seco: 167 m x 22,50 m Cais: Cais I: 350 m Cais II: 306 m	Processamento de 36.000 t de aço por ano	Construção e reparo naval, offshore ou industrial (todos os tipos de embarcações)
Enaval. Niterói, RJ	Não informado	Não informado	Construção naval, engenharia <i>offshore</i> , <i>upgrades</i> , reparos, montagem e serviços eletromecânicos
UTC - RJ. Niterói, RJ	Área total: 112.000 m ² Instalação e área de montagem: 9.472 m ² Pier nº 1: comprimento de 30 m; profundidade de 6 m Pier nº 2: comprimento de 50 m; profundidade de 7 m	Não informado	Elaboração de projetos, suprimento, construção e montagem, comissionamento, condicionamento, assistência à partida, pré-operação, operação assistida e partida, além de manutenção especializada, preventiva e corretiva para petróleo e gás, petroquímica, geração de energia, siderurgia, metalurgia, papel e celulose e outros setores
Estaleiro Inhaúma. Rio de Janeiro, RJ	Área total: 1.600 m ² Dique nº 1: 160 m de comprimento; 25 m de largura; calado com maré zero de 4 m, capacidade para navios de até 25.000 TPB Dique nº 2: 350 m de comprimento; 65 m de largura; calado máximo de 6,20 m; capacidade para navios de até 400.000 TPB; Guindastes: 1 x 300 t; 1 x 200 t; 1 x 100 t; 2 x 40 t; 1 x 20 t	Processamento de aço: 36.000 t por ano	Conversão de navios petroleiros nos cascos das futuras plataformas

Continua

Continuação Quadro II.2.4.5.1.1-1

ESTALEIRO	PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS FÍSICAS E OPERACIONAIS	CAPACIDADE INSTALADA	SETORES QUE UTILIZAM A BASE DE APOIO
EISA - RJ. Rio de Janeiro, RJ	<p>Área total: 150.000 m²; Área coberta: 55.000 m²; Carreiras: 2 carreiras laterais de lançamento para navios até 280 m x 46 m e 133 m x 22 m Guindastes: quatro, sobre trilhos, de: 1 x 60 t; 1 x 50 t; 2 x 20 t Pórticos: 2, de 48 m de largura, com capacidade de 2 x 50 t + 1 x 20 t Cais de acabamento: 3 para navios de até 280 m, 250 m e 200 m de comprimento; Galpões na área de acabamento: 3 de 125 m x 25 m, com 8 pontes rolantes de 5 a 10 ton</p>	Processamento de aço: 52.000 t por ano	Segmento <i>offshore</i> , portuário, militar e de apoio marítimo e portuário
NUCLEP. Itaguaí, RJ	<p>Área: 1.5 milhão m², com 85 mil m² de área fabril Largura do canal: 60 m; profundidade: 5 m; Bacia de evolução: 200 m de diâmetro; profundidade: 3,2 m; Píer de atracação (plataforma e dolfim): operação por sistema "roll-on-roll-off"; Capacidade de carga: 10t/m²; capacidade do cabresto: 50t; Largura da pista e carga por eixo: de 9 a 11 metros, extensão de 3,3 km; 39t por eixo; Capacidade de embarque: blocos com até 1.200 t.</p>	Não informado	Equipamentos pesados e estratégicos à diversos setores da indústria, atuando nas áreas nuclear, <i>offshore</i> , químico/petroquímico, naval, siderúrgica, mineração, hidrelétrica, termoelétrica, petróleo e gás
Estaleiro Navishp Brasil. Navegantes SC	<p>Área total: 175.000 m²; Carreira de lançamento: 115 m de comprimento</p>	Não informado	Construção de barcos de apoio a plataformas de produção de óleo gás
Estaleiro Itajaí. Itajaí, SC	<p>Área total: 168.422 m² Carreira de lançamento: 150 m de comprimento (em expansão para 200 m); capacidade para navios de até 10.000 TPB (em expansão para 30.000 TPB) Cais de acabamento: 150 m de comprimento; atendido por 2 guindastes com capacidades de carga de 30 t e 8 t</p>	Não informado	Construção de navios tecnologicamente sofisticados, como gaseiros, químicos, porta-contêineres e de apoio <i>offshore</i>

Fonte: ¹<http://www.portalnaval.com.br/estaleiros/estaleiros-brasil/>; ² TECHINT INGENIERIA (http://www.techint-ingenieria.com/sites/default/files/upload/publications/files/Brochure%20UOT_Versa%CC%83o%20Final.pdf); ³http://www.prominp.com.br/prominp/pt_br/mapa-dos-empreendimentos/estaleiro-honorio-bicalho-4.htm – Oficinas de manutenção e fabricação

O **Quadro II.2.4.5.1.3-2** apresenta as oficinas utilizadas pelas empresas de exploração, produção e escoamento de petróleo e gás que atuam na Bacia de Santos para fabricação, instalação de equipamentos submarinos (dutos, umbilicais,

manifolds, âncoras) e manutenção, indicando suas principais características físicas e operacionais.

Quadro II.2.4.5.1.3-2 – Oficinas utilizadas para atividades de óleo e gás na Bacia de Santos.

OFICINAS	LOCALIZAÇÃO	ATIVIDADE	CAPACIDADE INSTALADA / DESCRIÇÃO	SETORES QUE UTILIZAM A BASE DE APOIO
MARINE ¹	Niterói (RJ)		Cais com 30 m de comprimento; Atuação: apoio marítimo e portuário.	Logística e Transporte, Óleo e Gás, Energia
PRYSMIAN ²	Vila Velha (ES)		Área de 20.000 m ² ; Atuação: fabricação de cabos umbilicais hidráulicos e de energia.	Telecomunicações, Óleo e Gás, Construção Civil, Automotivo, Energia.
MFX do Brasil ³	Salvador (BA)		Atuação: fabricação de umbilicais hidráulicos, eletro-hidráulicos, ópticos, de injeção e elétricos. Atividades em poços localizados em profundidades de até 3.000 m.	Óleo e Gás.
GE WELLSTREAM ⁴	Niterói (RJ)	Bases de apoio (fabricação) para instalação de dutos e umbilicais	Área: 55.000 m ² ; Atuação: base logística para carregar e descarregar navios instaladores.	Óleo e Gás.
NATIONAL OILWELL VARCO ⁵	Porto do Açú, São João da Barra (RJ)		Área: 90 km ² ; Atuação: porto com volume de importação/exportação previsto de 350.000.000 t/ano.	Óleo e Gás.
TECHNIP ⁶	Vitória (ES)			Projeto, fabricação e instalação de dutos submarinos e equipamentos <i>offshore</i> , construção de refinarias, plantas petroquímicas.
TECHNIP ⁶	Porto do Açú, São João da Barra (RJ)		Atuação: gerenciamento de projetos, engenharia e construção para a indústria de óleo e gás.	Atuação também em segmentos não petroleiros, tais como produtos químicos, fertilizantes, cimento, mineração.

Continua

Continuação Quadro II.2.4.5.1.3-2

OFICINAS	LOCALIZAÇÃO	ATIVIDADE	CAPACIDADE INSTALADA / DESCRIÇÃO	SETORES QUE UTILIZAM A BASE DE APOIO
BANIT ⁷	Niterói (RJ)		Porto com capacidade de 156.000 t e 50.000 bbl.	Atende à logística de cargas na atividade <i>offshore</i> , focados em empresas nacionais e internacionais de óleo e gás que operam no país. Importação e exportação de equipamentos, peças e cargas em geral.
BAVIT ⁸	Vitória (ES)		231 bobinas (231 km de dutos flexíveis e umbilicais submarinos)	Movimentação de diversos tipos de carga, inclusive embarcações de atendimento <i>offshore</i> (<i>supply boats</i>); fabricação e embarque de tubos flexíveis e materiais diversos para atividades <i>offshore</i> ; Cargas em geral, contêineres, navios <i>roll-on roll-off</i> , mármore, granito, produtos agrícolas, granéis sólidos e líquidos, ferro gusa, celulose em fardos, sal, madeira, produtos siderúrgicos, carvão.
AKERSOLUTIONS ⁹	Rio das Ostras (RJ)	Oficinas de manutenção	Atuação: engenharia e construção, tecnologia e soluções integradas.	Óleo e Gás, Mineração e Energia.
FMC ¹⁰	Macaé (RJ)		Atuação: árvores submarinas.	Óleo e Gás.
GE ¹¹	Macaé (RJ)		Atuação: serviços de manutenção e reparo de sistemas de perfuração e produção submarina.	Óleo e Gás.
OneSUBSEA ¹²	Macaé (RJ)		Atuação: árvores submarinas e equipamentos associados.	Óleo e Gás.
OCEANICA ENGENHARIA	Macaé (RJ)		Área: 15.000 m ² . Atuação: gerenciamento de projetos, engenharia, fabricação de equipamentos, inspeção e manutenção de sistemas submarinos para a indústria de óleo e gás.	Óleo e Gás.
ARM Rio	Macaé (RJ)		Atuação: serviços de manutenção e reparo de equipamentos submarinos.	Óleo e Gás.
Weatherford	Macaé (RJ)		Atuação: Serviços utilizando Sistemas de Completação tipo DPR (5.000 Psi).	Óleo e Gás.

Continua

Continuação Quadro II.2.4.5.1.3-2

OFICINAS	LOCALIZAÇÃO	ATIVIDADE	CAPACIDADE INSTALADA / DESCRIÇÃO	SETORES QUE UTILIZAM A BASE DE APOIO
Marine	Macaé (RJ)		Atuação: Serviços utilizando Sistemas de Completação tipo DPR (5.000 Psi).	Óleo e Gás.
AKERSOLUTIONS ⁹	São José dos Pinhais (PR)		Atuação: engenharia e construção, tecnologia e soluções integradas.	Óleo e Gás, Mineração e Energia.
IMETAME (integração de manifolds) ¹³	Aracruz (ES)	Bases de apoio (fabricação) para equipamentos submarinos	Área: 244.000 m ² ; Atuação: fabricação, montagem e manutenção mecânica e industrial.	Papel e Celulose, Siderurgia, Óleo e Gás, Mineração
FMC ¹⁰	Rio de Janeiro (RJ)		Atuação: árvores submarinas	Óleo e Gás.
DELP (Fábrica das estruturas de manifold FMC) ¹⁴	Vespasiano (MG)		Área: 51.000 m ² .	Óleo e Gás, Geração de Energia, Indústria, Serviços e Naval
OneSubsea ¹²	Taubaté (SP)	Bases de apoio (fabricação) para equipamentos submarinos	Atuação: árvores submarinas e equipamentos associados.	Óleo e Gás.
GE ¹¹	Jandira (SP)		Não disponível	Óleo e Gás.
Columbus ¹⁵	Carapicuíba (SP)	Bases de apoio (fabricação e manutenção) para ancoragem	Atuação: Elevação e transporte de cargas. Fabricação de pontes, talhas, correntes e acessórios para elevação e movimentação de cargas.	Diversos setores
Forjasul ¹⁶	Canoas (RS)		Área: 28.000 m ² ; Atuação: produção de peças forjadas para diversos segmentos.	Indústrias automotiva, naval, siderúrgica, petrolífera, de implementos agrícolas e energia.
Gunnebo ¹⁷	Diadema (SP)	Bases de apoio (fabricação e manutenção) para ancoragem	Atuação: Produção de blocos, roldanas, correntes e componentes de elevação, manilhas e produtos para amarração.	Diversos setores
Lankhorst ¹⁸	Queimados (RJ)		Atuação: fabricação de cabos de fibras sintéticas, fios industriais e produtos de engenharia.	Óleo e Gás, Transportes e Logística.
Cordoaria São Leopoldo ¹⁹	São Leopoldo (RS)		Atuação: produtora de cordas e cabos de fibras sintéticas.	Óleo e Gás, Transportes e Logística.

Continua

Continuação Quadro II.2.4.5.1.3-2

OFICINAS	LOCALIZAÇÃO	ATIVIDADE	CAPACIDADE INSTALADA / DESCRIÇÃO	SETORES QUE UTILIZAM A BASE DE APOIO
Companhia Brasileira de Amarras ²⁰	Niterói (RJ)		Atuação: fabricação de amarras e acessórios para o mercado naval.	Óleo e Gás, Transportes e Logística.
Usiminas ²¹	Ipatinga (MG)		Área: 10.500.000 m ² ; Capacidade: 5.000.000 t de aço/ano.	Diversos setores.
Machado Viana ²²	Campos dos Goytacazes (RJ)		Área: 10.000m ² e Capacidade: 1.200 t de aço/ano.	Diversos setores.
Delp ¹⁴	Contagem (MG)		Área: 51.000m ² .	Óleo e Gás, Geração de Energia, Indústria, Serviços e Naval
Flucke ²³	Macaé (RJ)		Área: 80.000 m ² Atuação: fabricação de produtos e acessórios para o setor de ancoragem na indústria <i>offshore</i> de petróleo e gás.	Óleo e Gás.
Intermoor ²⁴	Macaé (RJ)		Atuação: Movimentações de plataforma, serviços de ancoragem e projetos de instalação <i>offshore</i> .	Óleo e Gás.

Fonte: ¹TOPMARINE, 2016; ²PRYSMIANGROUP, 2016; ³MFV, 2016; ⁴GE, 2016; ⁵NOV, 2016; ⁶TECHNIP, 2016, ⁷DOCAS DO RIO, 2016^a; ⁸PORTO DE VITÓRIA, 2016; ⁹AKERSOLUTIONS, 2016; ¹⁰FMC TECHNOLOGIES, 2016; ¹¹GE, 2016a; ¹²ONESUBSEA, 2016; ¹³IMETAME, 2016; ¹⁴DELP, 2016; ¹⁵COLUMBUS MCKINNON, 2016; ¹⁶FORJASUL, 2016; ¹⁷GUNNEBO, 2016; ¹⁸ROYAL LANK HORST, 2016; ¹⁹CSL, 2016; ²⁰BRASIL AMARRAS, 2016; ²¹USIMINAS, 2016; ²²MACHADO VIANNA, 2016; ²³FLUCKE ENGENHARIA, 2016; ²⁴INTERMOOR, 2016.

II.2.4.5.1.4 Terminais de carga e abastecimento, almoxarifados, armazéns, pátios de dutos e demais instalações afins

O Quadro II.2.4.5.1.4-1 apresenta os terminais de carga, armazéns e pátios utilizados pelas empresas de exploração, produção e escoamento de petróleo e gás que atuam na Bacia de Santos, indicando suas principais características físicas e operacionais.

Quadro II.2.4.5.1.4-1 – Armazéns utilizados pela PETROBRAS e empresas contratadas para atividades na Bacia de Santos – Ano Base 2014.

ARMAZÉNS	LOCALIZAÇÃO	ATIVIDADE	CAPACIDADE INSTALADA	SETORES QUE UTILIZAM A BASE DE APOIO
BAVIT ¹	Vitória (ES)	Bases de apoio para instalação de dutos e umbilicais	231 bobinas (231 km de dutos flexíveis e umbilicais submarinos armazenados)	Movimentação de diversos tipos de carga, inclusive embarcações de atendimento <i>offshore</i> (<i>supply boats</i>); fabricação e embarque de tubos flexíveis e materiais diversos para atividades <i>offshore</i> ; Cargas em geral, contêineres, navios <i>roll-on roll-off</i> , mármore, granito, produtos agrícolas, granéis sólidos e líquidos, ferro gusa, celulose em fardos, sal, madeira, produtos siderúrgicos, carvão.
BANIT ²	Niterói (RJ)		Capacidade: 156.000 t e 50.000 bbl.	Atende à logística e de cargas na atividade <i>offshore</i> , focados em empresas nacionais e internacionais de óleo e gás que operam no país. Importação e exportação de equipamentos, peças e cargas em geral.
ARM RIO	Rio de Janeiro (RJ)	Bases de apoio para equipamentos submarinos	Não disponível	Óleo e Gás.
Porto Triunfo ³	Rio de Janeiro (RJ)		Não disponível	Granéis (trigo, cloreto de potássio/sal marinho, sucata metálica, ferro gusa), cargas gerais, produtos siderúrgicos
ARM RIO	Rio de Janeiro (RJ)	Bases de apoio para ancoragem	Não disponível	Óleo e Gás.
Companhia Portuária de Vila Velha (CPVV) ⁴	Vila Velha (ES)		Capacidade de movimentação: 133.000 t (2014)	Produtos siderúrgicos, alimentos, minério de ferro, matérias-primas em geral, eletroeletrônicos, roupas, veículos, granéis sólidos e líquidos. Atende majoritariamente as atividades <i>offshore</i>
Parque de Tubos	Macaé (RJ)	Armazenamento de matérias-primas e equipamentos. Manutenção de equipamentos.	Área: 527.830 m ²	Propriedade da PETROBRAS; Apoio às operações de exploração e produção de petróleo
Terminal Portuário de Imbetiba ⁵	Macaé (RJ)	Armazém – Base de apoio	Capacidade de estocagem: água: 6.000 m ³ ; óleo: (4.620 m ³); granéis: 33.000 m ³ . Atracações: 440/mês	Propriedade da PETROBRAS; Apoio às operações de exploração e produção de petróleo
Depósito do <i>Supply House</i> do Rio (DERIO)	Duque de Caxias (RJ)	Armazém	Não disponível	Propriedade da PETROBRAS; Apoio às operações de exploração e produção de petróleo

Fonte: ¹PORTO DE VITÓRIA, 2016; ²DOCAS DO RIO, 2016a; ³TRIUNFO LOGÍSTICA, 2016; ⁴CPVV, 2016; ⁵CAPITANIA DOS PORTOS DO RIO DE JANEIRO, 2016

II.2.4.5.1.5 Centros administrativos, logísticos e operacionais

Os centros administrativos, logísticos e operacionais utilizados pela PETROBRAS encontram-se listados no **Quadro II.2.4.5.1.5-1**. Tais centros administrativos não são exclusivos para as atividades da Bacia de Santos.

Quadro II.2.4.5.1.5-1 – Centros administrativos, logísticos e operacionais utilizados pela PETROBRAS para atividades na Bacia de Santos.

CENTROS ADMINISTRATIVOS, LOGÍSTICOS E OPERACIONAIS		LOCALIZAÇÃO
Rio de Janeiro (RJ)	EDIVEN	Av. República do Chile 330, 26º andar, Torre Oeste, Centro, Rio de Janeiro
	EDISEN	Av. Henrique Valadares 28, Centro, Rio de Janeiro
	CENPES	Av. Horácio de Macedo Cidade Universitária, 950 - Ilha do Fundão, Rio de Janeiro
Niterói (RJ)	BANIT	Praça Alcides Pereira, 24.030 - Niterói
Macaé (RJ)	EDINC	Av. Prof. Aristeu Ferreira da Silva, 370 - Granja dos Cavaleiros, Macaé
Vitória (ES)	BAVIT	Av. Jurema Barroso, 10 – Ilha do Príncipe, Vitória
Santos (SP)	EDISA	Rua Marquês de Herval, 90 - Valongo, Santos

II.2.4.5.1.6 Áreas de disposição final de resíduos e rejeitos

O **Quadro II.2.4.5.1.6-1** apresenta algumas das empresas que receberam resíduos das atividades de PETROBRAS na Bacia de Santos no ano de 2019, retiradas do Relatório do Projeto de Controle da Poluição – PCP, conforme Nota Técnica nº 001/2011. O quadro é um recorte da totalidade das empresas que prestam esse serviço nos diversos estados do país, buscando trazer mais representatividade abrangendo o total das destinações ocorridas em 2019. Assim, ressalta-se que, além dessas, outras empresas podem ser utilizadas, desde que devidamente licenciadas, a depender dos contratos de destinação de resíduos vigentes à época da operação das unidades de produção.

As informações disponíveis referentes à capacidade instalada e ociosa das empresas de tratamento e disposição final dos resíduos foram obtidas a partir do levantamento de informações nas licenças de operação e contato direto com as empresas listadas no **Quadro II.2.4.5.1.6-1**. Averiguou-se também a quantidade de resíduos que as empresas recebem especificamente do setor de óleo e gás, bem como quais são os demais setores atendidos pelas empresas.

Poucos dados foram obtidos através deste levantamento, tanto pela ausência de informações nas licenças de operação (quando disponibilizadas digitalmente pelo órgão ambiental), como pela falta de retorno das empresas até o fechamento do presente estudo. Apenas algumas empresas se dispuseram a passar as informações por telefone.

Quadro II.2.4.5.1.6-1 – Empresas cadastradas para tratamento e destinação de resíduos gerados na Bacia de Santos – Ano Base 2019.

EMPRESA	LOCALIZAÇÃO	LICENÇA	ATIVIDADE LICENCIADORA	CAPACIDADE	SETORES QUE UTILIZAM A BASE DE APOIO
A.M. CONSULTING - CONSULTORIA E SERVIÇOS EM MEIO AMBIENTE LTDA	Duque de Caxias (RJ)	077/2016 (SEMAAA-DC)	ETE	Área total de 7.000 m ² ; Área construída de 1.607 m ² ; capacidade de tratamento (ETE) de 20m ³ /h	Indústria de Petróleo e Gás; Indústrias siderúrgicas, de mineração, metal mecânicas, farmacêuticas / químicas, dentre outras
ABORGAMA DO BRASIL LTDA	Rio de Janeiro	001223 (SMAC)	Descontaminação	Capacidade operacional 54 t/dia	Diversos: municípios, indústrias, portos, aeroportos, de estabelecimentos de serviços de saúde, dentre outros
ALLIANCE SERVIÇOS E EQUIPAMENTOS LTDA-ME	Duque de Caxias (RJ)	044/2018 (SEMA)	Reciclagem; Descontaminação	Area total construída de 997,24 m ²	
CERÂMICA MARAJÓ LTDA	Tanguá (RJ)	02/2017 (SEMMA)	Reaproveitamento; Forno Madeira		
CHACO-VACO	Duque de Caxias (RJ)	016/2016 (SEMAAADC)	Reciclagem	Area total construída de 3.411,87 m ²	
COMÉRCIO DE RECICLAGEM SÃO LOURENÇO LTDA	Duque de Caxias (RJ)	016/2015 (Prefeitura)	Reciclagem; Descontaminação	Area total construída de 624,20 m ²	
CONSTRUTORA ZADAR LTDA	Macaé (RJ)	IN000365 (INEA)	Aterro sanitário	Area total construída de 42.000 m ²	Diversos: municípios, indústrias, portos, aeroportos, de estabelecimentos de serviços de saúde, dentre outros

Continua

Continuação Quadro II.2.4.5.1.6-1

EMPRESA	LOCALIZAÇÃO	LICENÇA	ATIVIDADE LICENCIADORA	CAPACIDADE	SETORES QUE UTILIZAM A BASE DE APOIO
CRH CANTAGALO INDUSTRIA DE CIMENTOS S.A. (HOLCIM BRASIL S/A)	Cantagalo (RJ)	FE010099 (INEA)	Cooprocessamento; Blendagem		
CRR - CENTRO DE RECICLAGEM RIO LTDA	Rio de Janeiro	IN015562 (INEA)	Recondicionamento	Área de 52.540m ² ; área construída de 20.593m ² ; capacidade produtiva instalada de 20.000 t/mês	Indústria de Petróleo e Gás; Indústrias siderúrgicas, de mineração, metal mecânicas, farmacêuticas / químicas, dentre outras
CTR ALCÂNTARA - CENTRAL DE TRATAMENTO DE RESÍDUOS ALCÂNTARA S.A.	São Gonçalo (RJ)	IN018180 (INEA)	Aterro sanitário; Aterro industrial	Área Total de 30.000 m ² ; disposição de 2.400 t/dia de resíduos classe II	Resíduos domésticos
DESMAG RESP FIRE LTDA	Macaé (RJ)	IN051236 (INEA); IN033220 (INEA)	Detonação	Área total 13.760 m ² área construída de 14,40 m ² ; capacidade 20 t/dia	Indústria de Petróleo e Gás; Indústrias siderúrgicas, de mineração, metal mecânicas, farmacêuticas / químicas, dentre o
DINÂMICA SOLUÇÕES AMBIENTAIS	Diadema (SP)	48004821 (CETESB)	Reciclagem	Área total de 1.605 m ² ; área construída de 705,08 m ²	Diversos
ECOFIRE TRATAMENTO DE RESÍDUOS LTDA - ME	Simão Pereira (MG)	1017 (SEMAD-MG)	Incineração	Capacidade Instalada 1t/h	
ENVIRO CHEMIE TRATAMENTOS ESPECIALIZADOS LTDA	Rio de Janeiro	001224 (SMAC)	ETE	Vazão max 3,47 l/s	
ESSENCIS SOLUÇÕES AMBIENTAIS S.A. (MACAÉ)	Macaé (RJ)	IN039205	Aterro sanitário; aterro industrial	Área total de 42.240 m ² ; disposição de 700 t/dia	

Continua

Continuação Quadro II.2.4.5.1.6-1

EMPRESA	LOCALIZAÇÃO	LICENÇA	ATIVIDADE LICENCIADORA	CAPACIDADE	SETORES QUE UTILIZAM A BASE DE APOIO
ESSENCIS SOLUÇÕES AMBIENTAIS S.A. (MAGÉ)	Magé (RJ)	FE015052 (INEA)	Descontaminação		
FERPAN COMÉRCIO DE METAIS LTDA (REALENGO-RJ)	Macaé (RJ)	LMO 757 (Prefeitura)	ETE; armazenamento temporário		Indústria de Petróleo e Gás; Indústrias siderúrgicas, de mineração, metal mecânicas, farmacêuticas / químicas, dentre outras
INTERSEA AMBIENTAL COM. E SERV. LTDA	Macaé (RJ)	IN041157 (INEA)	Armazenamento temporário; beneficiamento		Indústria de Petróleo e Gás; Indústrias siderúrgicas, de mineração, metal mecânicas, farmacêuticas / químicas, dentre outras
HAZTEC TECNOLOGIA E PLANEJAMENTO AMBIENTAL S/A	Mage (RJ)	IN000720 (INEA)	Blendagem; Aterro industrial; Descontaminação.	Instalada: 6.000 t/mês; Utilizada: não informada.	
LWART LUBRIFICANTES LTDA (LENÇÓIS PAULISTA)	Lençóis Paulista (SP)	7007203 (CETESB)	Re-refino	Área construída = 23.724,26 m ²	
MARCA CONSTRUTORA E SERVIÇOS LTDA	Cariacica (ES)	LAR 04/2017 (IEMS-ES)	Aterro industrial; Aterro sanitário; Blendagem; ETE; Inceneração; Reciclagem.	Área total superior a 2 milhões de m ²	Diversos: municípios, indústrias, portos, aerportos, de estabelecimentos de serviços de saúde, dentre outros
NATURA AMBIENTAL LTDA	Japeri (RJ)	IN026626 (INEA)	Armazenamento temporário		
PETROLUB IND DE LUBRIFICAÇÃO LTDA	Sete Lagoas (MG)	052/2017 (SEMAD MG)	Re-refino		
PRÓRECICLE AMBIENTAL, TRANSPORTE E RECICLÁCEIS LTDA	Duque de Caxias (RJ)	O37283 (INEA)	Armazenamento temporário; Reciclagem		

Continua

Continuação Quadro II.2.4.5.1.6-1

EMPRESA	LOCALIZAÇÃO	LICENÇA	ATIVIDADE LICENCIADORA	CAPACIDADE	SETORES QUE UTILIZAM A BASE DE APOIO
RECUPERADORA DE TAMBORES PENAFIEL LTDA	Duque de Caxias (RJ)		Descontaminação; Recuperação externa		
SANFREIRE COMERCIAL LTDA	Macaé (RJ)	LMS 275/2012	Armazenamento temporário; Reciclagem	Area 8.305 m ²	Resíduos de Repetro
TECNOSOL COMÉRCIO E SERVIÇOS LTDA	Quissamã (RJ)	FE 015427 (FEEMA)	Blendagem	Instalada: 12.000 t/mês; Utilizada: 700 t/mês; Processamento para empresas de óleo e gás: 410 t/mês	Diversos. Resíduos de todas as classes (setor industrial).
TRANSFORMA GERENCIAMENTO DE RESÍDUOS	Macaé (RJ)	IN049104 (INEA)	Aterro industrial; Cooprocessamento; Blendagem; Descontaminação; Reciclagem; Recuperação externa.	Área total: 836.644 m ² ; Área industrial: 72.645 m ²	Empresas offshore e onshore (indústrias de transformação, comerciais de serviço)
USINAVERDE S/A	Rio de Janeiro (RJ)	IN023093 (INEA)	Incineração	capacidade para 30 t/dia	
VITORIA AMBIENTAL ENGENHARIA E TECNOLOGIA S/A	Serra (ES)	FE 015472 (INEA)	Aterro sanitário	Área total: 1.000.000 m ² ; Área instalada: 375.000 m ²	Indústria de Petróleo e Gás; Indústrias siderúrgicas, de mineração, metal mecânicas, farmacêuticas / químicas, dentre outras

II.2.4.5.1.7 Terminais Recebedores de Óleo Escoado por Navios Aliviadores

Os navios aliviadores descarregam o petróleo produzido nos terminais aquaviários da PETROBRAS, que posteriormente encaminharão o petróleo às refinarias, via oleoduto.

Os terminais passíveis de receberem o óleo produzido nas atividades da Bacia de Santos estão listados na **Tabela II.2.4.5.1.7-1**, com as respectivas características e capacidades de armazenamento. A capacidade de transferência do óleo para as refinarias indicadas na tabela está atrelada à capacidade de processamento do óleo das refinarias.

Tabela II.2.4.5.1.7-1 – Terminais recebedores de óleo escoado por navios aliviadores utilizados pela PETROBRAS para atividades na Bacia de Santos – Ano Base 2019

TERMINAL	LOCALIZAÇÃO	TANQUES DE PETRÓLEO ¹	CAPACIDADE NOMINAL DE TANCAGEM DE PETRÓLEO (MIL M ³)	BERÇOS DE ATRACAÇÃO	CAPACIDADE DE INTEGRAÇÃO PARA REFINARIAS (MIL M ³ /MÊS)	CAPACIDADE DE TRANSBORDO DE PETRÓLEO (MIL M ³ /MÊS)
Terminal Almirante Soares Dutra - TEDUT	Osório (RS)	5	509	1 monoboia para petróleo (calado 16 m); + 1 monoboia para derivados (calado 19 m)	REFAP 1.150 e petroquímica Braskem	ZERO
Terminal São Francisco do Sul - TEFTRAN	São Francisco do Sul (SC)	6	467	1 monoboia para petróleo (calado 18 m)	REPAR 1.150	ZERO
Terminal Almirante Barroso - TEBAR	São Sebastião (SP)	20	1.585	4 píers (calado entre 12 a 23 m) para petróleo e para derivados, álcool e biodiesel.	REPLAN REVAP RPBC RECAP 4.800	1.280
Terminal Maximiano da Fonseca - TEBIG	Angra dos Reis (RJ)	10	846	2 píers (calado 25 m)	REDUC REGAP COMPERJ 2.142	3.500
Terminal Almirante Tamandaré	Rio de Janeiro (RJ)	ZERO (armazenamento de petróleo na REDUC)	ZERO	4 píers (calado entre 8,5 e 15,8 m) e 1 pier para barcaças (calado 5,8 m)	REDUC REGAP COMPERJ 1.200	ZERO
Terminal Madre de Deus - TEMADRE	Madre de Deus (BA)	ZERO (armazenamento de petróleo na RLAM)	ZERO	5 píers (calado entre 8 e 12,5 m) e 1 pier para barcaças (calado 4,2 m)	RLAM 1.542	ZERO
Terminal Suape	Pernambuco (PE)	ZERO (armazenamento de petróleo na RNEST)	ZERO	7 píers (calado entre 9 e 14 m)	RNEST 2.880	ZERO

Fonte: ¹ TRANSPETRO, 2020.

Operações *ship to ship* poderão ocorrer nos Portos de Angra dos Reis (RJ), Porto do Açú (RJ) e São Sebastião (SP).

II.2.4.5.1.8 Refinarias

O Quadro II.2.4.5.1.8-1 apresenta as refinarias da PETROBRAS que podem receber o petróleo produzido na Bacia de Santos.

Quadro II.2.4.5.1.8-1 – Refinarias utilizadas pela PETROBRAS para o refino do petróleo produzido nas atividades da Bacia de Santos.

REFINARIA ¹	LOCALIZAÇÃO	ATIVIDADE	CAPACIDADE INSTALADA
REFAP – Refinaria Alberto Pasqualini	Canoas (RS)	Principais produtos: Diesel, gasolina, GLP, óleo combustível, querosene de aviação, solventes (hexano, aguarrás e petrosolve), asfalto, coque, enxofre, propeno. Interligada ao TEDUT Terminal de Niterói (TENIT), em Canoas/RS. Também interligada a bases de distribuição e fábrica de fertilizantes.	35 mil m ³ /dia de petróleo
REPAR – Refinaria Presidente Getúlio Vargas	Araucária (PR)	Principais produtos: Diesel, Gasolina, GLP, Coque, Asfaltos, Querosene de Aviação (QAV), Propeno, Hexano, Óleo Combustível A1, Óleo Diesel Marítimo, Óleo Bunker, Enxofre. Interligada ao Terminal de São Francisco do Sul (TEFRAN), ao Terminal marítimo de Paranaguá (TEPAR), às bases do OPASC em Guarimir, Itajaí e Biguaçu.	34 mil m ³ /dia de petróleo
REPLAN – Refinaria de Paulínia	Paulínia (SP)	Principais produtos: Diesel, Gasolina, GLP, Óleos Combustíveis, Querosene de Aviação (QAV), Asfaltos, Nafta Petroquímica, Raro, Coque, Propeno, Enxofre, Fluidos Hidrogenados. Interligada ao TEBAR, Terminal de Guararema e Terminal de Barueri. Também interligada a Terminais de Distribuição e Base da Liquigás.	69 mil m ³ /dia de petróleo
REVAP – Refinaria Henrique Lage	São José dos Campos (SP)	Principais produtos: Asfalto diluído, cimento asfáltico, coque, enxofre, gás carbônico, gasolina, GLP, hidrocarboneto leve de refinaria (HLR), nafta, óleo combustível, óleo diesel, propeno, querosene de aviação (QAV-1) e solvente médio. Interligada aos Terminais do Vale do Paraíba (BAVAP), de Guarulhos (BAGUAR), Guararema e São Sebastião (TEBAR)	40 mil m ³ /dia de petróleo
RPBC Refinaria Presidente Bernardes	Cubatão (SP)	Principais produtos: Gasolina A, gasolinas especiais, coque de petróleo grau anodo, gasolina de aviação, óleo diesel, combustível para navios (bunker), benzeno, xileno e tolueno, hexano e resíduo aromático. Interligada ao Terminal Aquaviário de Santos, Terminal Terrestre de Cubatão e o Base da BR de Cubatão (BACUB).	28,6 mil m ³ /dia de petróleo

Continua

Continuação Quadro II.2.4.5.1.8-1

REFINARIA ¹	LOCALIZAÇÃO	ATIVIDADE	CAPACIDADE INSTALADA
RECAP – Refinaria de Capuava	Mauá (SP)	Principais produtos: Gasolina e diesel baixo teor de enxofre (S-10), aguarrás, propeno, gás liquefeito de petróleo (GLP), gás combustível e óleo combustível. Interligada aos Terminais de Barueri, Cubatão e São Caetano do Sul.	10 mil m ³ /dia de petróleo
REDUC – Refinaria de Duque de Caxias	Duque de Caxias (RJ)	Principais produtos: Óleo Diesel S10, Óleo Diesel S500, Óleo Diesel marítimo, gasolina A, gasolina exportação, gasolina podium, querosene de aviação (QAV), combustível para navios (bunker), asfaltos, nafta petroquímica, gases petroquímicos (etano, propano e propeno), parafinas, lubrificantes, GLP, coque, enxofre. Interligada aos Terminais de Ilha d'água, Ilha Redonda, Angra dos Reis, Cabiúnas, Campos Elíseos e Volta Redonda. Também interligada ao Aeroporto do Galeão e às refinarias REGAP e REVAP.	38 mil m ³ /dia de petróleo
REGAP – Refinaria Gabriel Passos	Betim (MG)	Principais produtos: Gasolina A, diesel, combustível marítimo (bunker), querosene de aviação (QAV), gás liquefeito de petróleo (GLP), asfaltos, coque verde de petróleo, óleo combustível, enxofre e aguarrás. Interligada aos Terminais TEBIG e Almirante de Tamandaré e à Refinaria REDUC.	26,4 mil m ³ /dia de petróleo
RLAM – Refinaria Landulpho Alves	São Francisco do Conde (BA)	Principais produtos: diesel, gasolina, querosene de aviação, asfalto, nafta petroquímica, propano, propeno e butano, parafinas, lubrificantes, GLP e óleos combustíveis. Interligada ao Terminal Madre de Deus	60 mil m ³ /dia de petróleo
RNEST – Refinaria Abreu e Lima	Ipojuca (PE)	Principais produtos: diesel S-10, nafta, óleo combustível, coque, GLP. Interligada ao Terminal Aquaviário de Suape	18,3 mil m ³ /dia de petróleo

II.2.4.5.1.9 Gasodutos de escoamento e unidades de tratamento de gás

O sistema de escoamento de gás ligado às atividades do Projeto Etapa 4 será realizado via gasodutos que fazem parte do Sistema Integrado de Escoamento (SIE) e processado em Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) terrestres. A malha de escoamento de gás natural do PPSBS compreende diversos gasodutos secundários (ramais) interligados a três gasodutos estruturantes (gasodutos troncos), que interligam as áreas produtoras do PPSBS ao continente: os gasodutos Rota 1, 2 e 3, que agregam à malha, quando de sua implantação

plena, a capacidade de 10 MM m³/d, 20 MM m³/d e 18 MM m³/d de gás, respectivamente.

O **Quadro II.2.4.5.1.9-1** e o **Quadro II.2.4.5.1.9-2** listam, respectivamente, os gasodutos e as UPGNs terrestres.

Quadro II.2.4.5.1.9-1 – Gasodutos de escoamento da PETROBRAS para atividades na Bacia de Santos.

GASODUTO	CAPACIDADE
Rota 1 (Gasoduto Mexilhão – UTGCA)	10 milhões m ³ /dia (oriundo do PPSBS) + 10 milhões m ³ /dia (Pós-sal)
Rota 2 (em operação desde Mar/16) (Rota Cabiúnas)	20 milhões m ³ /dia
Rota 3 (em licenciamento)	18 milhões m ³ /dia

Quadro II.2.4.5.1.9-2 – Unidades de tratamento de gás natural da PETROBRAS.

UNIDADE DE PROCESSAMENTO DE GÁS	LOCALIZAÇÃO	ATIVIDADE	CAPACIDADE INSTALADA
Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba (UTGCA)	Caraguatatuba (SP)	Principais produtos: gás natural processado, gás liquefeito de petróleo (GLP) e gasolina natural (C5+)	20 milhões m ³ /dia de gás natural
Unidade de Tratamento de Gás de Cabiúnas (UTGCAB)	Macaé (RJ)		25 milhões m ³ /dia de gás natural
Unidades de Processamento de Gás Natural - UPGN	Itaboraí (RJ)		21 milhões m ³ /dia de gás natural*

Conforme descrito no **subitem II.2.4.16 – Caracterização do Escoamento da Produção de Óleo e Gás**, a UTGCAB tem capacidade para processar um total de 25 milhões m³/d de gás, sendo parte do Pós-Sal da Bacia de Santos e outra do PPBS, esta última escoada pelo Gasoduto Rota 2, com capacidade de 20 milhões m³/dia. Deste volume, 3 milhões m³/d de gás serão recebidos na UTGCAB, mas transferidos via GASDUC II e depois Gasoduto Guapimirim-COMPERJ I (GASERJ) para processamento nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) localizadas no *site* do COMPERJ, atualmente denominado Polo GasLub de Itaboraí. Além destes, a UPGN ainda receberá 18 milhões m³/d de gás através do Gasoduto Rota 3.

II.2.4.5.1.10 Resumo das Infraestruturas de apoio utilizadas na Bacia de Santos

O Quadro II.2.4.5.1.10-1 resume quais são as principais infraestruturas utilizadas na Bacia de Santos e de seus sistemas associados, independentemente da previsão destas serem utilizadas para apoio às atividades de Etapa 4.

Quadro II.2.4.5.1.10-1 – Resumo das principais infraestruturas utilizadas nas atividades da Bacia de Santos.

BASE DE APOIO	
Marítimo	Porto do Rio de Janeiro (RJ)
	Porto de Niterói (RJ)
	Porto de Vitória (ES)
	Porto de Itajaí (SC)
	Porto de Santos (SP)
	Porto de São Sebastião (SP)
	Centro de Tecnologia e Construção <i>Offshore</i> - CTCO (SP)
	Terminal Portuário de Angra dos Reis (RJ)
	Consórcio Clariant Carboflex Planta Niterói - CCPN (RJ)
	Terminal Alfandegado de Imbetiba (RJ)
	Porto Pennant (RJ)
	CAMORIM - Instalação de Apoio (RJ)
	COMTROL Instalação de Apoio (RJ)
	Porto Arraial do Cabo (RJ)
	SUBSEA 7 – Instalação de Apoio (RJ)
Aéreo	Companhia Portuária Vila Velha - CPVV (ES)
	Aeroporto de Jacarepaguá (RJ)
	Aeroporto de Cabo Frio (RJ)
	Aeroporto de Itanhaém (SP)
	Brasfels S.A.-Angra dos Reis (RJ)
Estaleiros	EJA – Estaleiro Jurong Aracruz- Aracruz (ES)
	Estaleiro Brasa - Niterói (RJ)
	EBR – Estaleiro do Brasil - São José do Norte (RS)
	Estaleiro Oceana - Itajaí (SC)
	Rio Grande - ERG - Rio Grande (RS)
	Tomé/Ferrostal – Maceió (AL)
	UOT Techint – Technip - Pontal do Paraná (PR)
Gasodutos de Escoamento	QGI – Rio Grande (RS)
	Rota 1
	Rota 2
Unidades de Tratamento de Gás	Rota 3
	Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba (UTGCA), Caraguatatuba (SP) Recebe gás do Rota 1.
	Unidade de Tratamento de Gás de Cabiúnas (UTGCAB), Macaé (RJ). Receberá gás do Rota 2.
Terminais recebedores de óleo	Unidades de Processamento de Gás Natural – UPGN, Itaboraí (RJ). Receberá gás do Rota 3.
	Terminal Almirante Soares Dutra (RS)
	Terminal São Francisco do Sul (SC)
	Terminal Almirante Barroso (SP)
Terminais recebedores de óleo	Terminal Maximiliano da Fonseca (Terminal de Ilha Grande) (RJ)
	Terminal Almirante Tamandaré (RJ)
	Terminal Madre de Deus (BA)
Centros administrativos	Terminal Suape (PE)
	Rio de Janeiro (RJ)
	Santos (SP)
	Macaé (RJ)
	Niterói (RJ)
	Vitória (ES)

II.2.4.5.2 Projetos de ampliação ou implantação de novas infraestruturas de apoio

A estrutura de portos marítimos atual atende a demanda por aproximadamente mais 5 anos. Após este período a PETROBRAS irá avaliar a necessidade de abertura de um novo processo licitatório para mais um berço no estado de São Paulo ou Rio de Janeiro.

Em relação ao transporte aéreo, conforme o aumento da demanda, a PETROBRAS pretende abrir processos licitatórios para a contratação de lotes de 100 mil passageiros por ano. A ideia é promover uma concorrência operacional, em que os proponentes devem trazer as suas soluções completas (arrendamento, investimento, autorizações, etc) no atendimento às unidades do Polo Pré-Sal na Bacia de Santos, por 5 anos. Poderão participar facilidades já existentes ou projetos, desde que estejam na faixa que vai de Itaguaí até Cabo Frio. É possível inclusive que as atuais bases aumentem a sua participação, como é o caso especialmente de Cabo Frio, onde existe capacidade de atendimento e espaço para construção e ampliação das instalações atuais.

Quanto às demais instalações, não estão previstas ampliações de estruturas existentes. Caso haja necessidade de aumento de fornecimento de qualquer serviço ou material, serão licitados e gerados novos contratos.

II.2.4.5.3 Infraestruturas de apoio utilizadas no Etapa 4

Neste subitem são destacadas as infraestruturas que serão utilizadas durante a implantação e operação do Etapa 4 (**ANEXO II.2.5.3-1**). Todas as bases já são utilizadas pela PETROBRAS para as atividades da Bacia de Santos.

O **Quadro II.2.4.5.1.10-1** apresenta as bases de apoio marítimo previstas para o Etapa 4.

Quadro II.2.4.5.1.10-1 – Bases de apoio marítimo utilizadas pela PETROBRAS e empresas contratadas para as atividades do Etapa 4.

PORTO	ATIVIDADES
Complexo portuário do Rio de Janeiro (RJ)	Instalação e Operação
Complexo portuário de Niterói (RJ)	Instalação
Porto de Vitória - BAVIT (ES)	
Porto de Macaé (RJ)	Instalação e Operação
Porto do Açu (RJ)	

A estimativa da quantidade de embarcações, periodicidade de viagens e duração das operações durante a instalação estão detalhadas no **subitem II.2.4.6.7 – Duração e Periodicidade das operações de instalação.**

Na fase de operação de todos os projetos do ETAPA 4 são necessárias embarcações de apoio do tipo UT 4000 (rápidas e utilizadas para transporte de pequenas cargas e cargas de emergência), LH 2500 (utilizadas para transporte de pequenas cargas entre unidades marítimas, *stand by* e manuseio de espias) e PSV 3000/4500 (utilizadas para transporte de cargas pesadas no convés). Adicionalmente são necessárias embarcações do tipo AHTS para suporte às operações de *offloading*.

O número estimado de embarcações incrementais de apoio para utilização durante as atividades é apresentado na **Tabela II.2.4.5.1.10-1**, considerando que as embarcações atendem às atividades de exploração e produção de petróleo na Bacia de Santos na fase de operação.

Tabela II.2.4.5.1.10-1 – Estimativa do número de embarcações incrementais para o atendimento ao ETAPA 4 da Bacia de Santos entre 2024 e 2029.

TIPO DE EMBARCAÇÃO	2024	2025	2026	2027	2028	2029
AHTS	0	0,25	1	1	2	2
LH	1	1	1	2	2	2
UT	1	1	2	3	3	3
PSV	2	3	5	10	12	13

O número de viagens pode ser representado pelo número de atracções no porto, conforme **Tabela II.2.4.5.1.10-2:**

Tabela II.2.4.5.1.10-2 – Estimativa do número de atracações *incrementais* para o atendimento ao ETAPA 4 da Bacia de Santos entre 2024 e 2029.

TIPO DE EMBARCAÇÃO	2024	2025	2026	2027	2028	2029
AHTS	0	3	12	12	24	24
LH	24	24	24	48	48	48
UT	44	60	112	248	296	312
PSV	176	240	448	992	1184	1248

Em função do aumento do número de viagens e de embarcações contratadas é esperado um aumento do número de berços, o que é estimado na **Tabela II.2.4.5.1.10-3**. Porém, apesar da previsão de aumento no número de berços de atracação, não se prevê a necessidade de obras de adequação para o atendimento da demanda, uma vez que as facilidades atualmente instaladas são capazes de suportar o incremento previsto. Como pode ser observado, parte do atendimento do ETAPA 4 será feito através do aumento do número de viagens das embarcações já existentes na frota.

Tabela II.2.4.5.1.10-3 – Estimativa do número de berços *incrementais* para o atendimento ao ETAPA 4 da Bacia de Santos entre 2024 e 2029.

2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	1	1	2	3	3

O subitem **II.2.4.8 - Descrição das Operações de Apoio Naval durante a Operação** apresenta maiores detalhes sobre as embarcações que serão utilizadas durante a operação dos empreendimentos do Etapa 4.

O **Quadro II.2.4.5.1.10-2** apresenta as bases de apoio aéreo que serão utilizadas e a **Tabela II.2.4.5.1.10-4** a demanda prevista de passageiros e voos incrementais necessários para as atividades do Etapa 4.

Quadro II.2.4.5.1.10-2 – Bases de apoio aéreo utilizadas pela PETROBRAS e empresas contratadas para as atividades do Etapa 4.

PORTO	ATIVIDADES	USO NO ETAPA 4
Aeroporto de Jacarepaguá – Rio de Janeiro (RJ)	Instalação e operação	Prioritário
Aeroporto de Cabo Frio (RJ)		
Aeroporto de Maricá (RJ)		Uso potencial

Tabela II.2.4.5.1.10-4 – Demanda de passageiros e voos incrementais para atendimento ao Projeto Etapa 4.

DEMANDA DE PASSAGEIROS E VOOS INCREMENTAIS	ANO										
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Quantidade de passageiros	3.674	9.768	17.814	55.772	3.060	122.866	119.044	107.896	112.320	112.320	112.320
Quantidade de voos	171	414	761	2.548	5.068	5.442	5.229	4.672	4.854	4.854	4.854

Esta demanda incremental refere-se ao número estimado de viagens de helicóptero entre as bases de apoio aérea, os FPSOs e PLSVs para operação do Projeto ETAPA 4. Para a demanda de voos por ano, considerou-se o atendimento por helicópteros de médio e grande porte.

As três bases indicadas para transporte de passageiros atenderão a demandas regulares e suprirão também às necessidades esporádicas e emergências da companhia.

Os centros administrativos utilizados para o Etapa 4 são apresentados no **Quadro II.2.4.5.1.10-3**.

Quadro II.2.4.5.1.10-3 – Centros administrativos, logísticos e operacionais utilizados pela PETROBRAS para atividades do Etapa 4.

CENTROS ADMINISTRATIVOS, LOGÍSTICOS E OPERACIONAIS			LOCALIZAÇÃO
Principais	Rio de Janeiro (RJ)	EDISEN	Av. Henrique Valadares 28, Centro, Rio de Janeiro
		EDIVEN	Av. República do Chile 330, 26° andar, Torre Oeste, Centro, Rio de Janeiro
	Santos (SP)	EDISA	Rua Marquês de Herval, 90 Valongo, Santos
Apoio	Rio de Janeiro (RJ)	CENPES	Av. Horácio de Macedo Cidade Universitária, 950, Ilha do Fundão, Rio de Janeiro
	Macaé (RJ)	EDINC	Av. Pref. Aristeu Ferreira da Silva, 392 - Granja dos Cavaleiros, Macaé

Com relação à utilização de estaleiros, oficinas de manutenção e fabricação, armazéns, destinação de resíduos, serão utilizados os fornecedores cadastrados da PETROBRAS e devidamente licenciados para suas atividades.

Para terminais recebedores de óleo, refinarias e gasodutos de exportação, serão utilizados os mesmos previstos para a Bacia de Santos, descritos no **subitem**

II.2.4.5.1 - Infraestruturas de apoio utilizadas nos projetos de exploração, produção e escoamento de petróleo e gás na Bacia de Santos.

O Quadro II.2.4.5.1.10-4 lista resumidamente as principais infraestruturas previstas para o suporte às atividades do Etapa 4.

Quadro II.2.4.5.1.10-4 – Resumo das principais infraestruturas previstas para o suporte às atividades do Etapa 4.

BASE DE APOIO	
Marítimo ¹	Porto do Rio de Janeiro (RJ)
	Porto de Niterói – BANIT (RJ)
	Porto de Vitória – BAVIT (ES)
	Porto de Macaé (RJ)
	Porto do Açú (RJ)
Aéreo	Aeroporto de Jacarepaguá (RJ)
	Aeroporto de Cabo Frio (RJ)
	Aeroporto de Maricá (RJ)
Gasodutos de Escoamento	Rota 1
	Rota 2
	Rota 3
Unidades de Tratamento de Gás	Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba - UTGCA, Caraguatatuba (SP). Recebe gás do Rota 1.
	Unidade de Tratamento de Gás de Cabiúnas (UTGCAB), Macaé (RJ). Receberá gás do Rota 2.
	Unidades de Processamento de Gás Natural - UPGN. Receberá gás do Gasoduto Rota 3.
Terminais recebedores de óleo	Terminal Almirante Soares Dutra (RS)
	Terminal São Francisco do Sul (SC)
	Terminal Almirante Barroso (SP)
	Terminal Maximiliano da Fonseca (Terminal de Ilha Grande) (RJ)
	Terminal Almirante Tamandaré (RJ)
Centros administrativos	Terminal Madre de Deus (BA)
	Terminal Suape (PE)
	Rio de Janeiro (RJ)
	Santos (SP)
	Macaé (RJ)

¹ O Porto de Vitória está previsto para ser base de apoio para a instalação de parte dos equipamentos submarinos (frequência baixa).

II.2.4.6 Descrição das Operações de Instalação das Unidades de Produção e Estruturas Submarinas

II.2.4.6.1 Ancoragem das UEPs

O sistema de ancoragem a ser utilizado para ancorar as Unidades de Produção Teórico 1 e 2 será do tipo *Spread Mooring*, com 24 a 28 linhas de ancoragem distribuídas em quatro *clusters*. A unidade de produção contratada para o projeto Mero FR possui um sistema de ancoragem do tipo *turret* externo, limitada a 9 linhas de ancoragem.

Cada linha é composta por um trecho inferior de amarras, um trecho de cabo de poliéster, um trecho superior de amarra e acessórios para conexões diversas, conforme apresentado na **Figura II.2.4.5.1.10-1**. A configuração das linhas de ancoragem é em catenária livre e os pontos fixos de ancoragem no leito marinho são estacas-torpedo.

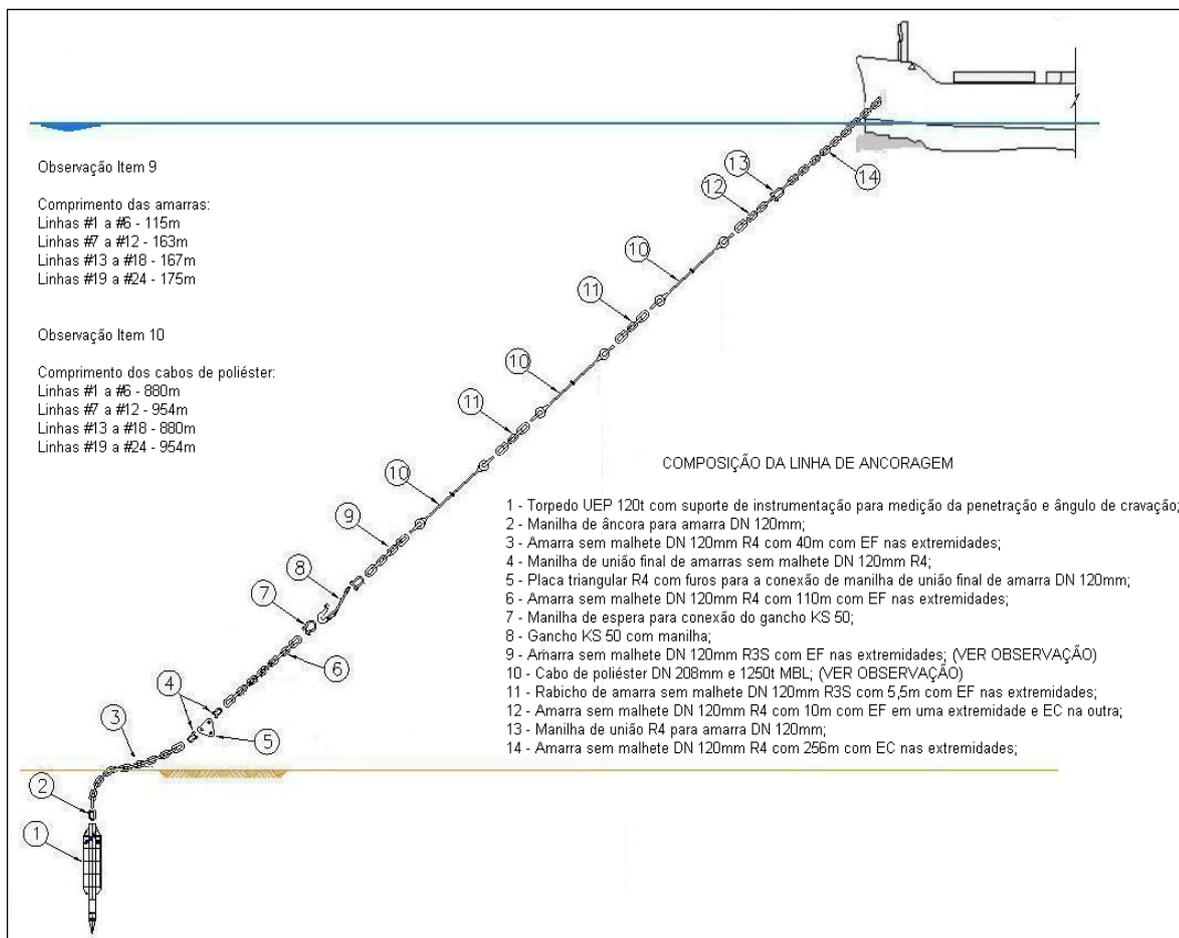


Figura II.2.4.5.1.10-1 – Exemplo de linha de ancoragem.

A operação de ancoragem divide-se em duas fases, descritas a seguir.

A. Fase 1 - Pré-lançamento do ponto fixo de ancoragem

Esta fase compreende a instalação da estaca torpedo e do trecho da linha de ancoragem até os cabos de poliéster para cada uma das linhas 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. A **Figura II.2.4.5.1.10-2** mostra um exemplo de estaca torpedo utilizada em ancoragem.



Figura II.2.4.5.1.10-2 – Estaca do tipo torpedo utilizada em ancoragem.

Esta fase é realizada, em geral, com a utilização de embarcações de manuseio de componentes de ancoragem, designadas AHTS (*Anchor Handling Tug Supply*) (**Figura II.2.4.5.1.10-3**), dois por frente de trabalho, e uma embarcação de suporte do tipo RSV (*Remote Survey Vessel*) para operações com ROV.



Figura II.2.4.5.1.10-3 – Exemplo de navio AHTS (Anchor Handling Tug Supply) que poderá ser utilizado na instalação da ancoragem dos FPSOs.

Ao chegar na locação, os AHTS 1 e 2, carregados com os materiais de ancoragem, são posicionados nas coordenadas de lançamento das âncoras, sendo em seguida realizado o *overboarding* do torpedo com cabo de aço auxiliar (movimentação do torpedo e componentes no convés para posicioná-los fora da embarcação). Após o *overboarding*, são montados os componentes da linha de ancoragem e o material de manuseio da linha à medida que é feita a descida do torpedo até a profundidade de disparo, em uma operação conjunta entre os dois AHTSs. Posicionado o torpedo na profundidade de tiro adequada, um dos AHTS libera a queda do torpedo através do gancho de disparo. São monitorados os parâmetros da queda e da cravação e, atendendo aos critérios de cravação do projeto, o sistema é abandonado para posterior conexão do restante da linha de ancoragem durante a operação de *hook-up*¹⁰. Caso os parâmetros não estejam conformes o torpedo é descravado para novo tiro.

B. Fase 2 - Hook-up e tensionamento das linhas de ancoragem

O *hook-up* tem início após a chegada do FPSO na locação e consiste na conexão do topo do sistema pré-lançado com o restante da linha de ancoragem, a

¹⁰ *Hook up*: método de instalação de *risers* e linhas de ancoragem em unidades flutuantes.

amarra de topo e a conexão desta amarra ao seu respectivo mordente a bordo do FPSO. Após o *hook-up*, as linhas de ancoragem são tensionadas pelos guinchos do FPSO e, alcançando a tensão de projeto, as amarras são travadas em componentes denominados *chain stoppers*¹¹ (mordente).

Nesta etapa, serão disponibilizados pelo menos seis rebocadores, os quais deverão atuar nas atividades de reboque e posicionamento do FPSO dentro do quadro de boias com o objetivo de limitar a deriva da unidade, realizar a conexão dos sistemas pré-lançados com o FPSO, o tensionamento das linhas de ancoragem até a tensão de projeto e o travamento das linhas nos mordentes (*chain stoppers*) do FPSO. Quando o FPSO alcançar as proximidades da sua locação, este passará então a ser conduzido pelos rebocadores designados no procedimento, visando o início da Fase 2 da operação de ancoragem. O conjunto se aproximará lentamente da localização final, numa direção que seja favorável considerando as condições ambientais presentes, principalmente levando em consideração as variáveis vento e corrente.

O AHTS 1 pescará o sistema de ancoragem pré-lançado e abandonado na Fase 1 e fará o lançamento do restante da linha. Com a amarra de topo travada no *shark jaw*¹², o AHTS irá se aproximar da plataforma e receber o cabo para trazer a extremidade da amarra instaladora da plataforma.

Em seguida, será montada a amarra de topo. Após a montagem, o sistema é lançado na água para que a plataforma inicie o recolhimento da amarra de topo. O guincho principal do FPSO recolherá a mesma até atingir o ponto de travamento no mordente (*chain stopper*).

Após o *hook-up* das linhas de ancoragem é feito o tracionamento das mesmas pelos guinchos de ancoragem de acordo com as trações de projeto.

Uma embarcação de suporte com ROV (RSV) participará de todas as operações de recuperação e instalação.

¹¹ *Chain Stopper*: dispositivo que prende a corrente da âncora no FPSO.

¹² *Shark Jaw*: equipamento localizado na região central do convés, utilizado para travamento da amarra de topo.

II.2.4.6.2 Ancoragem das Linhas Flexíveis

As linhas flexíveis (produção, injeção, serviço e umbilical) também serão ancoradas com o objetivo de manter a configuração das linhas e 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, que são lançadas antes do lançamento das linhas flexíveis. O lançamento das estacas torpedos para ancoragem de *risers* é mais simples que as de ancoragem de um FPSO. Para o lançamento é necessária somente uma embarcação AHTS dotada de ROV.

A instalação das estacas consiste na descida do torpedo até uma profundidade entre 40 e 60 m 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 ilustrado no esquema da **Figura II.2.4.5.1.10-1**. Para serem ancoradas, as linhas já serão lançadas com seu colar de ancoragem.

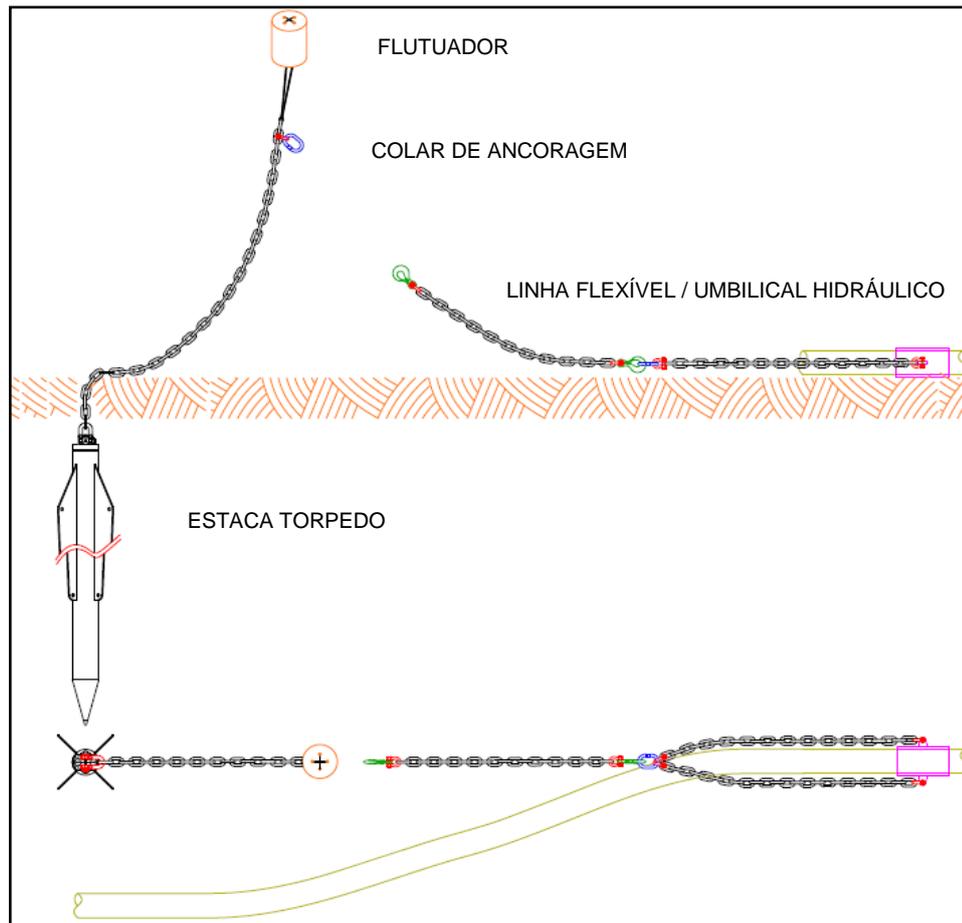


Figura II.2.4.5.1.10-1 – Esquema do sistema de ancoragem das linhas de fluxo.

II.2.4.6.3 Ancoragem das Linhas Rígidas

As linhas rígidas poderão ser ancoradas por meio de estaca torpedada, da mesma forma que as linhas flexíveis, ou por meio de estaca de sucção (**Figura II.2.4.5.1.10-1**). Esta ancoragem também possui o objetivo de absorver as cargas horizontais induzidas pelos risers e manter a configuração das linhas no solo marinho.



Figura II.2.4.5.1.10-1 – Foto ilustrativa das estacas de sucção.

A instalação de estacas de sucção consiste em posicionar a estaca no solo marinho e, por meio de ROV, realizar o bombeio de água de dentro para fora da estaca, criando uma pressão interna negativa e fazendo com que a estaca aos poucos penetre no solo até a profundidade de projeto.

Posteriormente, esta estaca de sucção é conectada à linha rígida por meio de colares e “rabichos” de amarra, com o auxílio de ROV ou diretamente no PLET (*Pipeline End Termination*).

A ancoragem das linhas rígidas poderá ser realizada no meio da linha (conforme **Figura II.2.4.5.1.10-2**) ou na extremidade junto ao PLET (conforme **Figura II.2.4.5.1.10-3**).

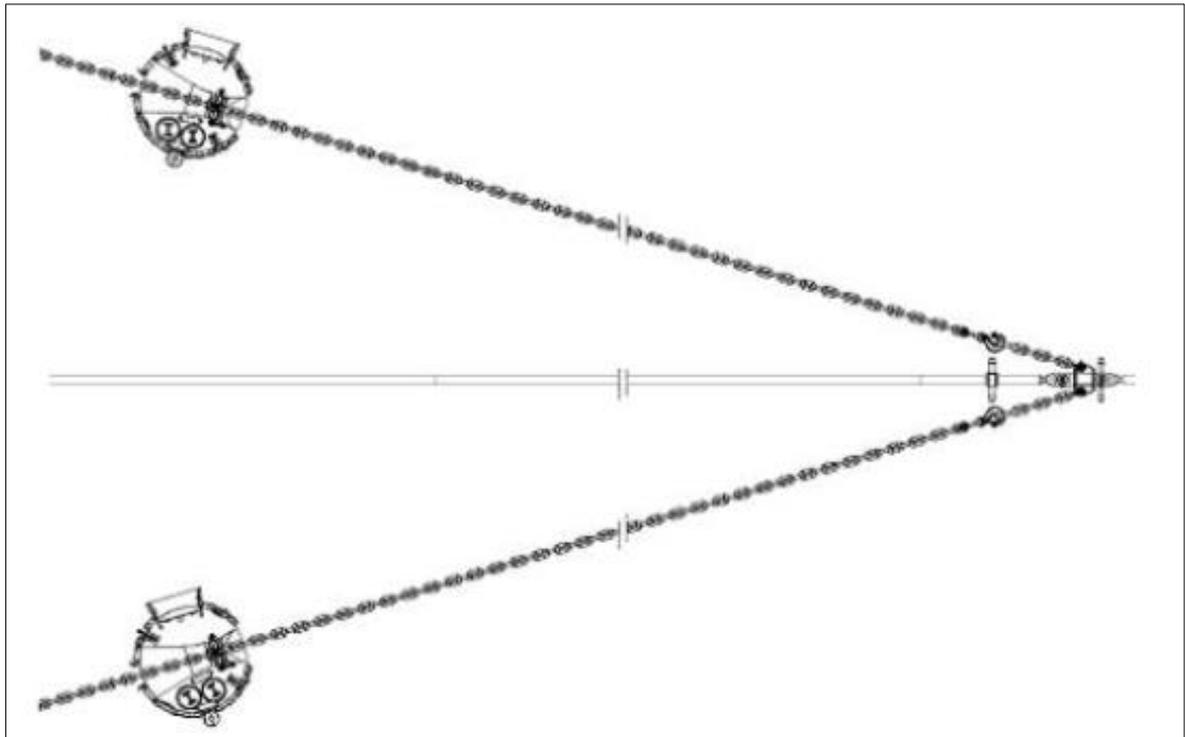


Figura II.2.4.5.1.10-2 – Exemplo de ancoragem no meio da linha rígida.

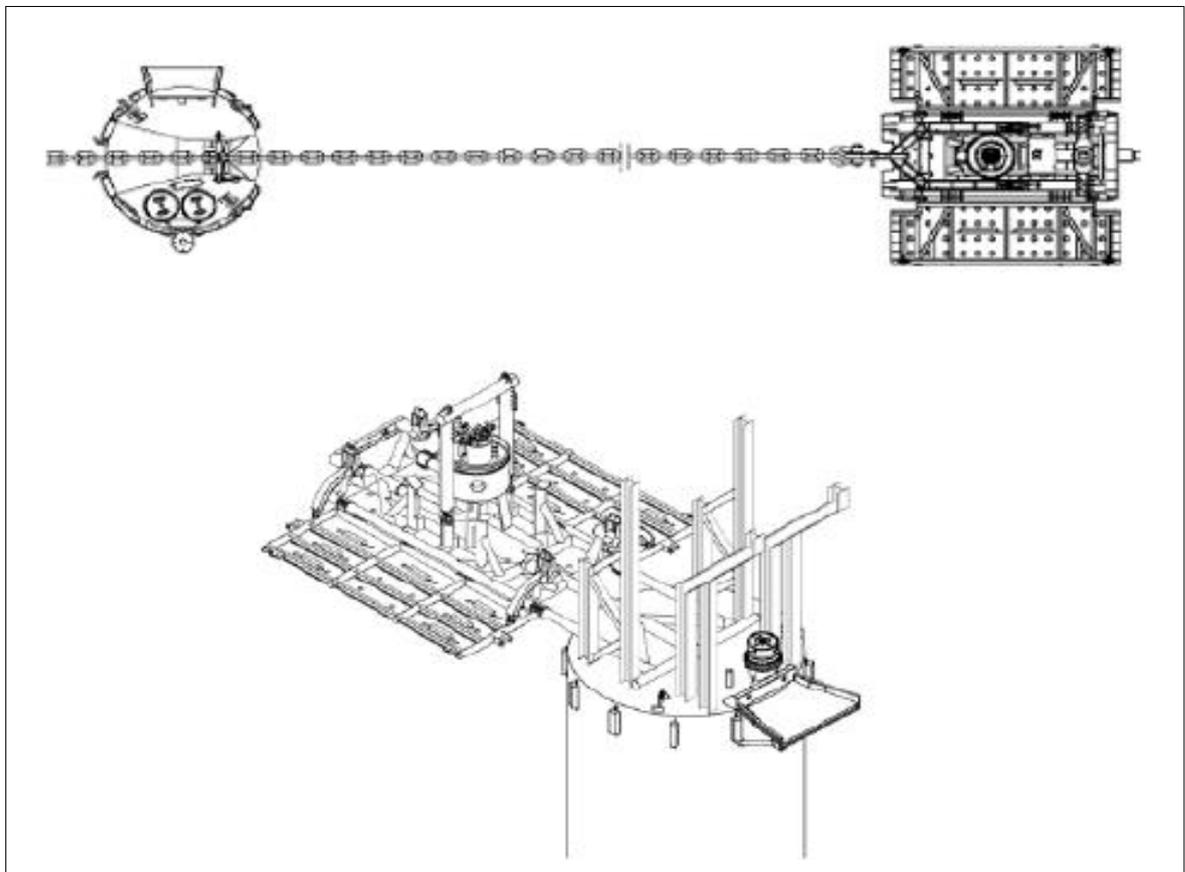


Figura II.2.4.5.1.10-3 – Exemplos de ancoragem na extremidade da linha rígida.

II.2.4.6.4 Instalação do Sistema de Coleta (Produção, Serviço e Umbilical) e Escoamento de Gás

Nos DPs do Projeto Etapa 4, os poços são interligados às Unidades de Produção através de dutos e umbilicais submarinos. Estas linhas são lançadas através de embarcações específicas do tipo PLSV (*Pipelaying Support Vessel*) / PLV (*Pipelaying Vessel*), dotados de ROV. Para a execução das atividades de lançamento, caso alguma embarcação selecionada não esteja inserida nos Projetos Ambientais de Caráter Continuado (Processo IBAMA nº 02022.001637/11), será solicitada anuência ao IBAMA.

Os poços a serem interligados às Unidades de Produção são controlados através de ANMs (Árvore de Natal Molhada) com *hubs* independentes, para linhas flexíveis, UEH ou linhas rígidas de produção/injeção. Para as ANMs de produção, um *hub* servirá para a interligação da linha de produção, outro para a interligação da linha de serviço e o terceiro para interligação do umbilical eletro-hidráulico (UEH) de controle das válvulas da ANM. Para as ANMs de injeção, um *hub* servirá para interligação da linha de injeção de gás (quando utilizado), outro para interligação da linha de injeção de água (quando utilizada) e outro para interligação do umbilical eletro-hidráulico (UEH) de controle das válvulas da ANM.

A) Descrição da instalação das linhas flexíveis

As linhas flexíveis de produção, injeção, serviço e umbilicais são lançadas no leito marinho a partir da plataforma (*pull-in* de 1ª extremidade) ou a partir do poço (Conexão Vertical Direta - CVD de 1ª extremidade).

Após a instalação do MCV (Módulo de Conexão Vertical) e das estacas de ancoragem, as linhas flexíveis de produção, injeção, serviço e umbilicais serão lançadas no leito marinho.

As embarcações responsáveis pelo lançamento das linhas serão os Navios Lançadores de Linha (PLSV).

A etapa de instalação das linhas pode ser feita com o auxílio de embarcações DSV (*Diving Support Vessel*), para apoio em operações onde há necessidade de mergulho, que contribuirá nas atividades de *pull-in*, e com auxílio de embarcações

RSV ou MSV (*Multi-service Vessel*), para apoio às operações de inspeções de rotas e trabalhos com ROV.

Durante a etapa de instalação dos dutos flexíveis, as conexões flangeadas que interligam os tramos flexíveis das linhas são testadas a bordo do PLSV (realizado com nitrogênio) e, após a instalação, é realizado um teste de estanqueidade final a bordo da plataforma. No caso dos umbilicais eletro-hidráulicos (UEH), o teste é realizado com o próprio fluido de controle (fluido hidráulico base água), não sendo previsto descarte para o mar.

Em resumo, para a execução da atividade de conexão submarina, os seguintes passos serão seguidos pela embarcação:

- Verificação das coordenadas, profundidade e orientação de saída das linhas das estruturas submarinas (ANM) e demais objetos submarinos envolvidos na operação;
- De forma a preservar a integridade das estruturas das linhas a serem lançadas, são estabelecidas condições limites das operações de instalação, referentes a vento, mar e correnteza, que deverão ser verificadas antes do início da operação de acoplamento;
- Descida do conector (MCV). Para os umbilicais, cujas mangueiras de injeção química são preenchidas com MEG (monoetilenoglicol), um descarte (cerca de 140 litros – 70 ml por metro de descida) ocorrerá ao longo da descida do conector, devido ao equilíbrio hidrostático entre a água do mar e o MEG;
- Acoplamento do MCV na ANM, incluindo o travamento e testes de estanqueidade. Após a conclusão dos testes, a pequena quantidade de MEG (monoetilenoglicol) presente nas ANMs para prevenção de hidratos (em torno de 0,5 m³) será circulada na ANM e recolhida no FPSO ou injetada no reservatório, não havendo descarte de MEG no mar.

Durante o comissionamento dos umbilicais de acionamento das válvulas submarinas, é injetado fluido hidráulico base água nos mesmos para garantir que

não entre água em seu interior, uma vez que a água do mar pode ser danosa ao equipamento submarino.

A **Figura II.2.4.5.1.10-1** mostra um exemplo de embarcação PLSV.



Figura II.2.4.5.1.10-1 – Exemplo de Navio Lançador de Linha - PLSV (Pipe Laying Support Vessel).

Conforme mencionado no **item II.2.4.4.8**, para o escoamento do gás produzido, as plataformas poderão ser interligadas a uma malha de gasodutos rígidos existentes. Essa ligação se dará através de gasodutos rígidos e/ou flexíveis.

A instalação dos gasodutos do projeto Etapa 4 será realizada de acordo com as etapas básicas descritas a seguir. Estas etapas podem ocorrer de forma sequencial ou concomitante.

- Lançamento do gasoduto e respectivos equipamentos
- Interligação do gasoduto com os equipamentos submarinos
- Calçamento e correção de vãos livres
- Limpeza, calibração, teste hidrostático, desalagamento, secagem e inertização do gasoduto e equipamentos com nitrogênio.

A instalação dos gasodutos flexíveis é semelhante ao método de interligação de poços do sistema de coleta descrito anteriormente, porém a conexão vertical, através de MCVs, ocorre em equipamentos PLET/PLEM (vide **II.2.4.6.4**). Esse método é conhecido por *Reel Lay*.

B) Descrição da instalação das linhas rígidas

A instalação dos dutos e *risers* rígidos, ocorrerá por um dos três métodos descritos a seguir: *S-Lay*, *J-Lay* ou *Reel-Lay*.

C) Método S-Lay

A característica principal do método S-lay refere-se à posição de lançamento do gasoduto e a trajetória que o mesmo assume ao tocar o solo marinho.

O lançamento é realizado em uma posição quase horizontal, criando duas regiões de flexão acentuada (trajetória típica em “S”): uma na rampa conhecida por “*overbend*” e outra junto ao fundo, denominada “*sagbend*”. Dependendo da profundidade, para suavizar ou minimizar a forte variação angular que o duto sofre ao deixar a embarcação, o lançamento ao mar é realizado sobre uma rampa treliçada denominada *stinger*, localizada na popa da embarcação e que tem a função de direcionar e regular o ângulo de descida do duto.

No método S-Lay as operações de construção do duto (biselamento, soldagem, revestimento, dentre outras) são realizadas em uma única linha de produção, semelhante ao um processo de montagem em série.

O processo típico de lançamento S-Lay compreende a preparação e união dos tubos a bordo da embarcação lançadora. Após a união dos segmentos de tubos, o duto assim constituído é liberado continuamente pelo *stinger* da embarcação e acomodado no leito marinho. A **Figura II.2.4.5.1.10-2** ilustra o desenho esquemático de lançamento utilizando o método S-Lay.

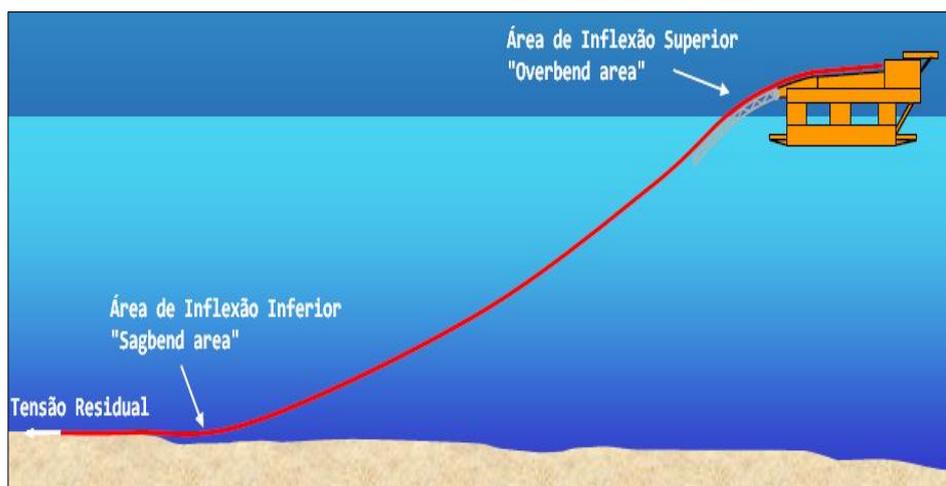


Figura II.2.4.5.1.10-2 – Desenho esquemático de lançamento usando o método S-Lay.

D) Método J-Lay

O método J-Lay é uma variação do método S-Lay, sendo que a rampa de lançamento se encontra em posição quase vertical (torre de lançamento). Neste caso a região de *overbend* não existe e a configuração de lançamento se aproxima ao desenho da letra “J”. Outra característica que difere este método é o fato que as operações de construção do duto ocorrem praticamente em uma única cabine de montagem.

A depender do porte da embarcação, a fabricação do gasoduto pode ocorrer pela pré-fabricação de juntas múltiplas, normalmente entre 4 e 6 juntas, ou seja, segmentos de 48 a 72 m de duto. A pré-fabricação de juntas múltiplas poderá ser realizada em uma linha de soldagem secundária na própria embarcação ou ainda serem fabricadas em terra. A **Figura II.2.4.5.1.10-3** ilustra o desenho esquemático de lançamento utilizando o método J-Lay.

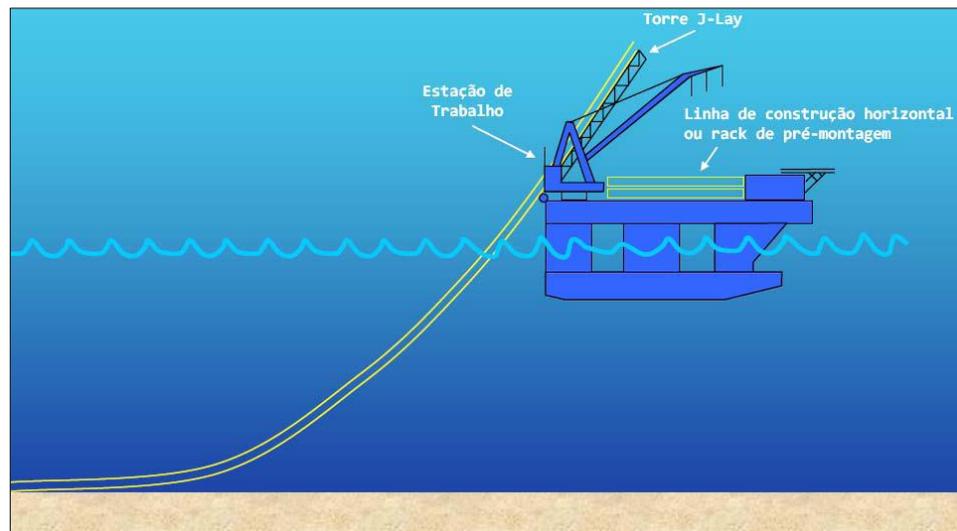


Figura II.2.4.5.1.10-3 – Desenho esquemático de lançamento usando o método J-Lay.

E) Método Reel-Lay

No método *Reel-Lay*, a linha é fabricada em terra e estocada em rolos de grande diâmetro no convés da embarcação para transporte e instalação.

A instalação do duto ocorre pelo desenrolamento gradual da linha. A vantagem deste método, em relação aos outros, é a grande velocidade de instalação, que pode ser dez vezes mais rápida do que a velocidade dos lançamentos mais tradicionais. Contudo, este método possui limitação quanto ao diâmetro do duto. O diâmetro máximo viável para este tipo de lançamento é de 16 polegadas.

Devido às deformações impostas ao duto, durante o processo de enrolamento e desenrolamento, normalmente a espessura de parede necessita ser maior do que a requerida para os demais métodos. Outra limitação deste método é a restrição quanto à utilização de alguns revestimentos devido à curvatura imposta.

A **Figura II.2.4.5.1.10-4** ilustra o lançamento pelo método *Reel-Lay*.

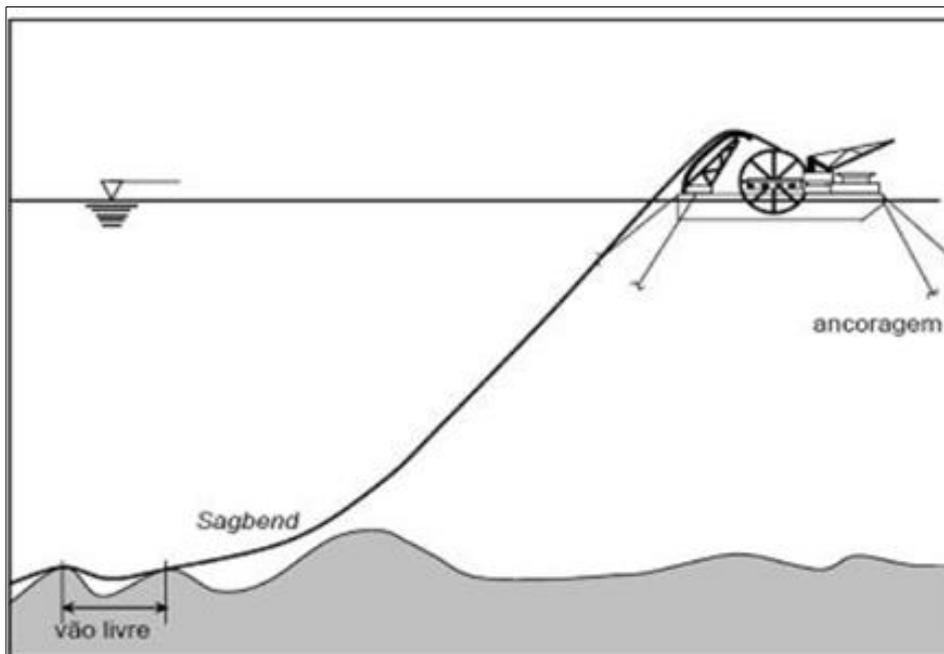


Figura II.2.4.5.1.10-4 – Desenho esquemático de lançamento usando o método *Reel-Lay*.

Os equipamentos típicos de lançamento *Reel-Lay* são:

- Tambor de armazenamento;
- Equipamento de retificação;
- Máquinas de tração;
- Estação para montagem de ânodo de sacrifício;
- Estação para corte, biselamento, alinhamento, soldagem, inspeção, e revestimento de eventuais juntas de campo;
- Equipamento de suporte da linha;
- Rampa de lançamento.

A **Figura II.2.4.6.4-5** mostra um exemplo de embarcação utilizada para instalação de duto pelo método *Reel-Lay*.



Figura II.2.4.6.4-5 – Exemplo de embarcação Método Reel-Lay.

II.2.4.6.5 Equipamentos Submarinos

A instalação dos sistemas submarinos geralmente é feita em conjunto com o lançamento das linhas flexíveis ou rígidas, podendo, em alguns casos, ocorrer pelas mesmas embarcações descritas acima, porém, separadamente.

No cenário do pré-sal, os *Manifolds* Submarinos de Injeção de Água e Gás (MSIAG), os quais são equipamentos instalados no leito marinho que ficam interligados às Árvores de Natal Molhadas (ANMs), tem a finalidade de receber fluidos (água ou gás) da UEP e distribuir para injeção nos poços. Também podem ser considerados a instalação de *Manifolds* Submarinos de Produção de Óleo e Gás (MSP), cuja finalidade é receber a produção de dois ou mais poços e distribuir para a UEP. Outras soluções de compartilhamento, como a instalação de *In Line Tee* (ILTs) intermediários a uma linha de produção (*trunkline*), com o objetivo de compartilhar a produção de dois ou mais poços numa mesma linha de produção podem ser utilizadas.

O MSIAG ou MSP é composto por um conjunto de válvulas atuadas remotamente pelo FPSO e linhas de fluxo que direcionam o fluxo para os diversos poços conectados ao *manifold* de injeção (MSIAG) ou direcionam o fluido de diversos poços de produção ao FPSO (MSP). Sua estrutura é instalada a cabo com embarcação que possui guindaste/guincho com capacidade suficiente para operação. Após instalação do equipamento, faz-se a interligação dos mesmos com os poços e com a plataforma através de dutos flexíveis, sendo que a conexão no

MSIAG pode ser feita com o uso de Módulos de Conexão Vertical ou Horizontal (MCV ou MCH) ou *jumpers* rígidos.

O *manifold* é um equipamento de coleta e distribuição do sistema submarino, portanto, não caracterizado como equipamento de segurança de poço. Ele possui todas as características necessárias para contenção de pressão e sua funcionalidade principal é distribuir fluxo em diversos poços. Outros tipos de manifold poderão ser aplicados conforme delineamento do sistema submarino, conforme descrito no **item II.2.4.4.3**, tais como MSGL e MSP.

Os MSIAG do Polo Pré-sal da Bacia de Santos são capazes de injetar simultaneamente água e gás, pois seus *headers* de injeção são isolados através do componente denominado *crossover*. A vazão de injeção nos poços pode ser controlada através de válvulas (módulos *choke*) instalados no *manifold*. A vazão de produção de cada poços de produção conectado aos MSP também pode ser controlada através de válvulas instaladas neste *manifold*. Funcionalidade semelhante está presente no ILT na topologia de *trunkline*.

Os PLETs (*Pipeline End Termination*) são utilizados nos cenários que possuem dutos rígidos. Estes PLETs são lançados na extremidade de duto rígido e tem como objetivo permitir a conexão submarina entre 2 dutos sem auxílio de mergulhadores. Esta conexão submarina pode ser feita com dutos flexíveis (através de MCVs) ou dutos rígidos (através de *Spool Rígido - Jumper*).

Nos gasodutos são instalados também as ESDVs (*Emergency Shut-down Valve*), as quais são válvulas de fechamento automático, referenciadas em normas internacionais como SSIV (*Subsea Isolation Valve*), localizada na parte inferior do *riser* com o objetivo de minimizar o inventário de gás existente no gasoduto, que poderia ser liberado para o ambiente externo, próximo à UEP, em caso de falha do *riser*. As ESDVs podem ser *In-Line* (lançadas já conectadas no duto flexível) ou ser instalada em outro equipamento, como PLEM ou PLET.

O PLEM (*Pipeline End Manifold*) é um equipamento composto por estrutura, tubulações e válvulas, instalado na extremidade de um ou mais gasodutos submarinos, para distribuição de fluxo. A instalação do PLEM é feita a cabo, similar à instalação de *Manifolds*. Após instalação do PLEM faz-se então a interligação dos gasodutos, a qual pode ser feita com dutos flexíveis (através de MCVs) ou dutos rígidos (através de *Spool Rígido - Jumper*).

Outros equipamentos que podem existir nos gasodutos são os ILT (*In Line Tee*) ou ILY (*In Line Y*), os quais são compostos por estrutura, tubulações e válvulas, que são instalados já conectados no duto, e possuem uma derivação ("T" ou "Y") para interligação de outro gasoduto.

II.2.4.6.6 Rotas das Embarcações de Apoio Durante a Instalação

Considerando as bases de apoio descritas e a localização dos empreendimentos do Projeto ETAPA 4, a cerca de 200 km da costa dos estados do Rio de Janeiro e São Paulo, foram estimadas as rotas das embarcações de apoio.

O mapa apresentado na **Figura II.2.4.5.1.10-1** apresenta as rotas a serem utilizadas pelas embarcações que atuarão nas atividades de instalação das unidades de produção e estruturas submarinas.

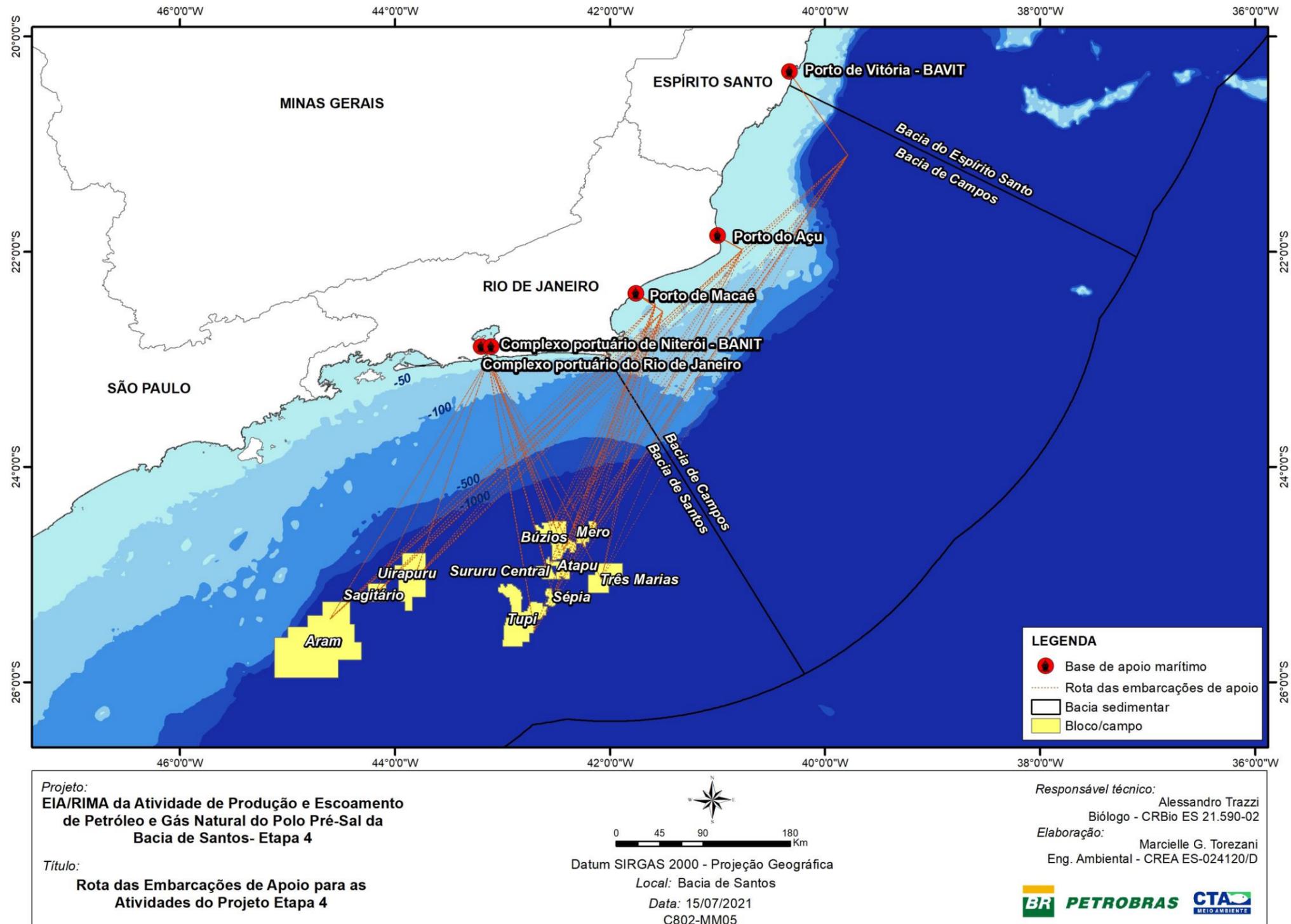


Figura II.245.1.10-1 – Rota das Embarcações de Apoio para as Atividades do Projeto Etapa 4.

II.2.4.6.7 Duração e Periodicidade das operações de instalação

Algumas das embarcações de instalação são tratadas no âmbito do Processo Administrativo dos Projetos Ambientais para Instalações de Apoio às Atividades Marítimas de E&P (Projetos Continuados) - nº IBAMA 02022.001637/11. Quando isso não ocorre, o acompanhamento das atividades é feito no âmbito da licença específica do empreendimento, sendo solicitada anuência para as embarcações que atuarão na instalação. A PETROBRAS exigirá que as empresas contratadas atendam aos procedimentos de segurança e meio ambiente, pertinentes a este tipo de atividade.

O **Quadro II.2.4.5.1.10-1** apresenta os principais tipos de embarcações que serão utilizadas durante as atividades de instalação. Na fase de instalação são utilizadas embarcações do tipo AHTS (*Anchor Handling Tug Supply*) para pré-ancoragem e ancoragem (como *hook up* e tensionamento das linhas), PLSV (*Pipe Laying Support Vessel*) para instalação de dutos flexíveis, PLV para instalação de dutos rígidos, RSV (*ROV Support Vessel*) para auxílio nas operações de inspeção inicial e final da rota de lançamento das linhas, SDSV (*Shallow Dive Support Vessel*) para suporte de mergulho raso nas conexões de dutos e umbilicais na plataforma, *Pipe Carrier* para transportar tubos rígidos para lançamento de dutos rígidos, DSV (*Divins Support Vessel*) suporte e apoio ao mergulho e MPSV (*Multi-purpose Supply Vessel*) para apoio às atividades de comissionamento e partida de poços e instalação a cabo de conjunto ANM. Para a estimativa de viagens considerou-se a utilização de dutos flexíveis para todo o projeto por se tratar de uma opção mais conservadora com maior número de viagens, porém, tais estimativas deverão ser atualizadas.

Quadro II.2.4.5.1.10-1 – Embarcações previstas para a instalação dos empreendimentos.

TIPO DE EMBARCAÇÃO	FUNÇÃO
AHTS (<i>Anchor Handling Tug Supply</i>)	Ancoragem, reboque plataformas, suprimentos
PLSV (<i>Pipe Laying Support Vessel</i>) ou PLV (<i>Pipe Laying Vessel</i>)	Lançamento e interligação de dutos
RSV (<i>ROV - Remote Operated Vehicle - Support Vessel</i>)	Suporte via ROV. Monitoramento do lançamento, apoio em geral para atividades diversas (conexões, pressurização, alagamento, teste hidrostático)
DSV (<i>Diving Support Vessel</i>)	Suporte via mergulho. Apoio em geral para atividades diversas (conexões, pressurização, alagamento, teste hidrostático)
MPSV (<i>Multi-purpose Supply Vessel</i>)	Apoio às atividades de comissionamento e partida de poços e instalação a cabo de conjunto ANM
<i>Pipe Carrier</i>	Transportador de tubos, é utilizada no caso dos lançamentos do tipo S-Lay ou J-Lay, onde são necessários a reposição de tubos para confecção dos dutos

Tabela II.2.4.5.1.10-1 – Número estimado total de viagens de embarcações na fase de instalação do ETAPA 4.

ATIVIDADE	TIPO DE EMBARCAÇÃO	TEMPO MÉDIO DA ATIVIDADE (DIAS/PROJETO)	NÚMERO DE EMBARCAÇÕES NA ATIVIDADE	FREQUÊNCIA MÉDIA DE VIAGENS (1 VIAGEM A CADA X DIAS)	NÚMERO DE VIAGENS TOTAL DURANTE O PERÍODO DA ATIVIDADE
Pré-Ancoragem do FPSO	AHTS	60	3	5	228
					(76 viagens por embarcação)
Ancoragem do FPSO	AHTS	14	7	2	175
					(25 viagens por embarcação)
Interligação dos Poços	PLSV	900	1	20	774
	RSV		1	12	774
	AHTS		1	3	129
	SDSV		1	14	165

II.2.4.7 Medidas para Minimizar os Riscos nas Operações de Instalação

Os procedimentos de reconhecimento e escolha de locações, empregados para o lançamento das estruturas submarinas, seguem critérios técnicos estabelecidos pela PETROBRAS.

Este procedimento estabelece que devam ser realizadas análises do assoalho oceânico observando o tipo de solo, suas propriedades e características, inclinação (direção e sentido) e relevo, com indicação da ocorrência de variação acentuada na batimetria. Essas informações permitem inferir quanto à estabilidade da região, influenciam diretamente na definição do traçado das linhas, dos procedimentos e da metodologia a serem empregados na qual será feita a instalação das estruturas submersas.

As avaliações no assoalho marítimo objetivam identificar possíveis obstáculos geomorfológicos ou restrições geológicas ao longo do trajeto planejado para as linhas, bem como minimizar o risco de instabilidade geológica e obter os dados geotécnicos condizentes com a implantação das estruturas submarinas a serem instaladas.

Caso existam obstáculos que ofereçam risco significativo às instalações, são consideradas outras possibilidades, que contemplam novas posições para os equipamentos.

Para maximizar a segurança das atividades, a PETROBRAS mantém um registro atualizado da localização de todas as estruturas *offshore* (obstáculos) fixas existentes (submersas ou em superfície) nas regiões dos empreendimentos, denominado Sistema de Gerenciamento de Obstáculos - SGO.

Qualquer forma de instalação só pode ser realizada após consulta prévia nos registros de instalações existentes, de maneira a minimizar os riscos oferecidos pela interação entre as novas estruturas e os equipamentos já existentes na área.

Ainda é verificada a existência de instalações pelo método visual, executado pelo ROV (*Remotely Operated Vehicle*). As instalações respeitam distâncias seguras entre si. Destaca-se que as novas instalações são registradas imediatamente no sistema de controle citado.

Desta forma, a definição das locações dos equipamentos submarinos e da rota de lançamento das linhas prioriza áreas mais planas e com relevo de fundo o mais

constante possível, buscando evitar a instalação ou passagem por feições complexas de relevo submarino como cânions, ravinas, taludes com inclinação excessiva e mesmo obstáculos artificiais, levando em consideração as informações constantes no SGO. Também é premissa para essas locações evitar interferências com formações geológicas e derivados.

Visando mitigar ao máximo o risco de interação, além da consulta ao SGO, as atividades de instalação serão precedidas de uma inspeção (*pre-lay survey*), executada ao entorno das locações e ao longo da rota de lançamento, a fim de confirmar a presença ou não de outros equipamentos ou cruzamentos com outros dutos e/ou cabos submarinos.

Durante o lançamento, o sistema de navegação e acompanhamento da atividade é alimentado com os dados do SGO, permitindo assim que as informações acerca da presença de obstáculos e possíveis interações sejam visualizadas em tempo real.

Além disso, em regiões críticas como nas proximidades de construções pré-existentes, poderá ser utilizado *beacons* de localização para aumentar a precisão do lançamento do duto.

Salienta-se que após a conclusão da instalação de todo o sistema de escoamento, será realizada inspeção visual (*pos-lay survey*), para emissão do *as-built* do projeto, sendo os dados sobre o empreendimento inseridos no SGO.

O detalhamento sobre as informações geológicas e geomorfológicas do fundo marinho nas áreas dos projetos do Etapa 4, encontra-se apresentado no **Item II.5.1.4 – Geologia e Geomorfologia** do presente EIA.

II.2.4.8 ***Descrição das Operações de Apoio Naval durante a Operação***

Durante a operação dos empreendimentos do Projeto Etapa 4, serão utilizadas embarcações de apoio para o transporte de passageiros, suprimentos e materiais em geral.

Para otimizar a utilização das embarcações, estas atenderão a Bacia de Santos como um todo, sem que haja distinção entre as atividades de perfuração e produção. Portanto, uma mesma embarcação pode atender os dois tipos de

atividades, além de unidades do Pós-Sal e Pré-Sal objetos de outros processos de licenciamento ambiental.

Na fase de operação de todos os projetos do ETAPA 4 são necessárias embarcações de apoio do tipo UT 4000 (rápidas e utilizadas para transporte de pequenas cargas e cargas de emergência), LH 2500 (utilizadas para transporte de pequenas cargas entre unidades marítimas, *stand by* e manuseio de espias) e PSV 3000/4500 (utilizadas para transporte de cargas pesadas no convés). Adicionalmente são necessárias embarcações do tipo AHTS para suporte às operações de offloading.

O número estimado de embarcações incrementais de apoio para utilização durante as atividades é apresentado na **Tabela II.2.4.5.1.10-1**, considerando que as embarcações atendem às atividades de exploração e produção de petróleo na Bacia de Santos na fase de operação.

Tabela II.2.4.5.1.10-1 – Estimativa do número de embarcações *incrementais* para o atendimento ao ETAPA 4 da Bacia de Santos entre 2024 e 2029.

TIPO DE EMBARCAÇÃO	2024	2025	2026	2027	2028	2029
AHTS	0	1	1	1	2	2
LH	1	1	1	2	2	2
UT	1	1	2	3	3	3
PSV	2	3	5	10	12	13

O número de viagens pode ser representado pelo número de atracações no porto, conforme **Tabela II.2.4.5.1.10-2**:

Tabela II.2.4.5.1.10-2 – Estimativa do número de atracações *incrementais* para o atendimento ao ETAPA 4 da Bacia de Santos entre 2024 e 2029.

TIPO DE EMBARCAÇÃO	2024	2025	2026	2027	2028	2029
AHTS	0	3	12	12	24	24
LH	24	24	24	48	48	48
UT	44	60	112	248	296	312
PSV	176	240	448	992	1184	1248

Em função do aumento do número de viagens e de embarcações contratadas é esperado um aumento do número de berços, o que é estimado na **Tabela**

II.2.4.5.1.10-3. Porém, apesar da previsão de aumento no número de berços de atracação, não se prevê a necessidade de obras de adequação para o atendimento da demanda, uma vez que as facilidades atualmente instaladas são capazes de suportar o incremento previsto. Como pode ser observado, parte do atendimento do ETAPA 4 será feito através do aumento do número de viagens das embarcações já existentes na frota.

Tabela II.2.4.5.1.10-3 – Estimativa do número de berços *incrementais* para o atendimento ao ETAPA 4 da Bacia de Santos entre 2024 e 2029.

2024	2025	2026	2027	2028	2029
1	1	1	2	3	3

II.2.4.8.1 *Frequência de Offloading por Navio Aliviador*

O ETAPA 4 conta também com navios aliviadores, que realizarão a retirada do petróleo dos FPSOs (*offloading*). O número total de *offloading* estimado para cada tipo de atividade é apresentado na **Tabela II.2.4.5.1.10-1**.

Tabela II.2.4.5.1.10-1 – Estimativa de frequência média de *offloading*.

ATIVIDADE	FREQUÊNCIA MÉDIA DE OFFLOADING
DPs	a cada 7 dias

II.2.4.9 *Descrição das Operações de Intervenção Durante a Produção*

II.2.4.9.1 *Intervenções (workovers)*

Ao longo de sua vida útil, os poços de petróleo necessitam sofrer manutenções, sejam elas preventivas ou corretivas, como é comum a qualquer equipamento mecânico. Operações dessa natureza são denominadas “operações de intervenção”.

O termo “intervenção” designa um variado conjunto de operações em poços de petróleo que podem ter maior ou menor complexidade, conforme os procedimentos

necessários em cada situação. A complexidade se refletirá, também, no tempo necessário à realização dos trabalhos e nos riscos de segurança envolvidos.

Diversas são as razões que geram a necessidade de intervenção em um poço. Em geral, estas razões estão associadas à 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 etc. Deve-se ressaltar que, muitas vezes, faz-se necessário intervir em um poço sem se saber ao certo o que está causando seu mau funcionamento, o que torna, na maioria das vezes, impossível a estimativa da duração de tempo dos trabalhos, assim como a ocasião de sua ocorrência e urgência.

Devido a estas situações, 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. É certo que, em algum momento, em geral 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. A Petrobras manifestou ciência ao determinado pelo IBAMA, por meio do Parecer Técnico 23/18: *“As intervenções com unidades de perfuração e fluidos autorizados no âmbito da atividade de perfuração na área geográfica da Bacia de Santos – AGBS (Licença de Operação – LO nº 1006/11), poderão ocorrer enquanto durar a vigência da referida licença ambiental e desde que observadas as condições definidas no Processo IBAMA nº 02022.003032/2005, devendo ser reportadas nos relatórios previstos. Para as intervenções que não se enquadram nesta situação, a PETROBRAS deve solicitar previamente anuências específicas durante a operação dos sistemas de produção.”*

II.2.4.9.2 Descrição dos principais processos

As diversas modalidades de operações de intervenção foram classificadas em dois grupos principais, sendo um sem a necessidade de retirada da árvore de natal e outro em que a retirada da árvore de natal do poço se faz obrigatória.

O desdobramento de cada um desses grupos poderá ser visualizado no **Quadro II.2.4.9-1**.

Quadro II.2.4.9-1 – Operações de intervenção.

TIPOS DE INTERVENÇÃO	ATIVIDADE A SER REALIZADA
Sem a retirada da árvore de natal	Operações com arame e/ou 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).
Com a retirada da árvore de natal (*)	Estimulação
	Mudança de zona produtora ou injetora
	Conversão de poço
	Substituição de equipamentos do poço
Com a retirada da árvore de natal (*)	Mudança de zona produtora ou injetora
	Conversão de poço
	Alteração do método de elevação
	Estimulação
Com a retirada da árvore de natal (*)	Contenção de areia
	Correção de cimentação
	Abandono

(*) A árvore de natal molhada horizontal (ANMH) não necessita ser retirada para a desinstalação e reinstalação de coluna de produção.

II.2.4.9.2.1 Operações de intervenção sem a retirada da árvore de natal

As operações de intervenção realizadas sem a retirada da árvore de natal são aquelas em que equipamentos ou ferramentas são descidos no poço através de um arame, flexitubo ou um cabo eletromecânico. São em geral operações simples, que 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.

A. Operações com arame e/ou cabo elétrico

As operações realizadas com arame e/ou com cabo eletromecânico são em geral de natureza simples, visando ao monitoramento da produção, operações de canhoneio ou colocação/retirada de acessórios da coluna. A seguir, são descritas as principais operações.

- **Perfilagens:** estas operações são realizadas, em geral, 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.
- **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.
- **Operações de canhoneio:** estas operações são necessárias quando se decide colocar 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.
- **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.

- **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.

B. 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 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.

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:

- **Perfilagem:** similar às operações com arame e/ou cabo.
- **Instalação/retirada de acessórios da coluna:** similar às operações com arame e/ou cabo.
- **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.
- **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.

- **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.

II.2.4.9.2.2 Operações de intervenção com a retirada da árvore de natal

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. Nessas situações, faz-se necessária a retirada da árvore de natal. Em alguns casos são detectados problemas na própria árvore de natal, sendo imprescindível substituí-la.

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.

Nessas intervenções, as atividades são iniciadas com as seguintes ações:

- Amortecimento do poço com fluido adequado
- Retirada da árvore de natal (quando não for ANMH)
- Instalação do BOP
- Retirada da coluna de produção.

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

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

C. Operações de substituição de equipamentos do poço e/ou da árvore de natal

Esse grupo de operações inclui tanto a substituição da árvore de natal, quanto à substituição da coluna de produção ou de equipamentos específicos.

Após algum tempo de operação, a árvore de natal poderá apresentar problemas de funcionamento, sendo necessária a sua substituição. Nesta situação específica, não é necessária a retirada da coluna de produção.

No caso da coluna de produção, esta é composta por inúmeros elementos, cada qual desempenhando uma função específica. Com o passar do tempo, o desgaste natural desses acessórios leva à necessidade de sua substituição. Nessas ocasiões, é muito comum que se aproveite a oportunidade para proceder à substituição completa da coluna.

D. Operações de recompletação

Completação é a atividade de preparação dos poços para a produção, pela 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. Essas operações de intervenção podem ser agrupadas em:

- mudança de zona produtora ou injetora: são operações que visam incluir, excluir ou alterar a zona produtora/injetora, visando o aumento da produção de óleo ou a redução na produção de água, ou ainda, 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: nesse 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: nesse 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.

E. Alteração do 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 etc.), em função de falhas ou adequação às novas características dos fluidos produzidos, dos parâmetros permoporosos e do declínio da pressão do reservatório.

As substituições podem ser realizadas pela plataforma de produção, ou então, em poços remotos, por uma unidade de perfuração/completação. É realizado o amortecimento do poço, utilizando-se fluidos de completção, seguido da retirada da coluna de produção, substituição do equipamento de elevação e remontagem da coluna. O poço, portanto, torna-se apto ao retorno em produção.

F. Operações de estimulação

As operações de estimulação são necessárias para melhorar a produtividade dos poços. Conforme já citado nas operações com flexitubo, a injeção de soluções ácidas ou solventes é utilizada para a remoção de danos causados ao reservatório durante a perfuração do poço ou pelo próprio processo produtivo, ou ainda, para a melhoria das condições de permoporosidade do reservatório.

Outra técnica de estimulação consiste na utilização de fluidos poliméricos, que contêm sólidos inertes em suspensão, chamados de agentes de sustentação. Estes

fluidos são injetados na formação, criando uma fratura que será mantida por estes agentes de sustentação. Esta técnica é conhecida como fraturamento hidráulico.

G. Contenção de areia

As operações de contenção de areia são destinadas a evitar a coprodução da mesma junto aos fluidos produzidos do reservatório, para não comprometimento dos equipamentos de superfície (erosão e entupimento) e não desestabilização do intervalo produtor.

A contenção de areia pode ser do tipo *gravel pack* ou do tipo *stand alone*, sendo que, em ambas, um sistema semelhante a um filtro é instalado dentro do poço. A operação de *gravel pack* se refere à colocação de agente de contenção (areia, cerâmica, bauxita etc.), cuidadosamente dimensionada e selecionada, entre a formação, composta de arenito inconsolidado, e um tubo filtro, de modo a reter (filtrar) areia proveniente deste arenito. Na operação *stand alone*, utiliza-se apenas o tubo filtro em frente à formação.

A operação de *gravel pack* consiste em carrear os agentes de contenção (areia, cerâmica sinterizada, bauxita etc.) por meio de um fluido aquoso ou um fluido viscosificado com polímeros hidrossolúveis (ex. HEC, goma xantana etc.), para o intervalo do poço que necessita ser contido. Constitui-se, desta forma, um leito fixo de agente de contenção, que possui forma granular esférica, entre o revestimento e um tubo filtro posicionado frente ao intervalo de interesse.

H. Operações de correção de cimentação

Como o próprio nome sugere, as operações de correção de cimentação visam corrigir a cimentação primária realizada nos poços, após a descida dos revestimentos. 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.

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;
- 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, base para desvios etc. Os tampões não são considerados correções. Ainda assim, é configurada uma operação de intervenção, que envolve o uso de pasta de cimento.

I. Operações de abandono

Como o próprio nome diz, essas operações são realizadas quando se atinge o fim da vida útil de um poço e se decide abandoná-lo. Nesses casos, após a retirada da coluna de perfuração, são instalados os tampões de abandono, em conformidade com a Resolução 46/2016 da ANP.

II.2.4.9.3 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.

Esse caráter corretivo faz com que, poucas vezes, essas operações possam ser previamente planejadas e, ainda que o sejam, outros problemas poderão ser constatados durante as operações, levando à necessidade de um maior tempo de intervenção.

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

No **Quadro II.2.4.9.2.2-1** estão apresentados valores estimados/médios da duração de operações de intervenção, resultantes da experiência adquirida pela PETROBRAS ao longo de seu período de operação.

Quadro II.2.4.9.2.2-1 – Duração estimada das operações de intervenção.

TIPOS DE INTERVENÇÃO	ATIVIDADE A SER REALIZADA	DURAÇÃO PREVISTA DAS OPERAÇÕES
Sem a retirada da árvore de natal	Operações com arame e/ou cabo	10 dias
	Operações com flexitubo	15 dias
Com a retirada da árvore de natal	Substituição de equipamentos do poço	20 dias
	Recompletação	
	Estimulação / contenção de areia	07 dias
	Correção de cimentação	15 dias
Abandono		

II.2.4.9.4 Fluidos utilizados nas operações de intervenção

Os produtos químicos utilizados na fabricação de fluidos para as operações de intervenção são tratados no âmbito do Processo Administrativo de Fluidos de Perfuração e Complementares (nº IBAMA 02022.002330/2008).

Fluidos empregados e descartados no mar nas operações de intervenções atendem aos requisitos vigentes nas “Diretrizes para uso e descarte de fluidos de perfuração e cascalhos, fluidos complementares e pastas de cimento nos processos de licenciamento ambiental dos empreendimentos de perfuração marítima de poços de exploração e produção de petróleo e gás.”, despacho nº 5540547/2019-Gabin Ibama de 22 de julho de 2019.

II.2.4.9.5 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, autoelevatórias, moduladas, dentre outras), previamente aprovadas pelo órgão ambiental em processos de licenciamento específicos e cadastradas no CADUMP (Cadastro de Unidades Marítimas de Perfuração, conforme Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA N° 04/2012).

Pode-se, ainda, serem utilizados nas operações de intervenção:

- Equipamentos de sondagem hidráulicos e mecânicos
- Embarcações de estimulação e *Subsea Equipment Support Vessel* – SESV (tratadas no âmbito do Processo Administrativo dos Projetos Ambientais Continuados - n° IBAMA 02022.001637/11)
- Plataformas de produção licenciadas que abrigam uma ANS (árvore de natal seca)
- FPSO *Dynamic Producer*, capacitado para realização de intervenções em poços.

Para a realização das operações de *workover*, a PETROBRAS segue a norma N-2757 - *Recomendações práticas de segurança para projetos de completção e intervenção em poços marítimos*.

II.2.4.10 Descrição dos Procedimentos para a Realização dos Testes de Estanqueidade

Com o objetivo de avaliar a resistência mecânica das linhas e a existência de eventuais vazamentos no sistema (linhas e conexões), são realizados testes ou ensaios de pressurização utilizando fluidos (líquido ou gás). A descrição dos testes hidrostáticos e dos testes de estanqueidade é apresentada neste item.

II.2.4.10.1 Linhas de Escoamento de Gás

II.2.4.10.1.1 Linhas Rígidas

A. Limpeza, Calibração e Enchimento

Após a conclusão da instalação do trecho submarino, serão executadas a limpeza, calibração e enchimento da linha com água e fluoresceína para realização do teste hidrostático.

A limpeza consiste na passagem de *pig* de limpeza para remoção dos detritos e resíduos eventualmente acumulados no interior da linha durante a fase de construção. A calibração é executada pela passagem de *pig* com disco metálico de diâmetro calibrado (*pig* placa) para verificação de restrições internas na linha rígida e *pig* calibrador ou *caliper pig*, que tem função parecida, mas gera dados mais precisos no caso de identificação de irregularidades ao longo do duto.

Concluída a verificação da inexistência de amassamentos e irregularidades na linha, é utilizado um *pig* tipo espuma ou tipo copo, funcionando como interface para a colocação de fluido para teste hidrostático (enchimento).

B. Teste Hidrostático

Após o enchimento da linha com a solução de água e fluoresceína (produto à 20%, na dosagem de 40 ppm), realiza-se o Teste Hidrostático, que consiste na pressurização da linha até um valor de pressão de teste estabelecido por Norma. Ao atingir a estabilização neste patamar de pressão, esta é mantida por um período variando entre 8h e 24h, registrando-se graficamente os dados coletados para análise e posterior documentação de sua execução.

Caso ocorram alterações no comportamento esperado durante o teste, decorrentes de dificuldade no alcance da pressão de teste ou queda significativa da pressão durante sua execução, os técnicos responsáveis podem optar pela necessidade de identificação dos pontos potenciais de vazamento e, ao identificá-los, executar a correção necessária.

Não há restrições para a taxa de depressurização do duto rígido. Caso ocorram alterações no comportamento esperado para a linha durante o teste,

decorrentes de dificuldade no atingimento da pressão de teste ou queda significativa da pressão durante sua execução, pode haver necessidade de identificação dos potenciais pontos de vazamento e, caso identificados, correção desses.

Após a depressurização, será feita a secagem da linha pela passagem de “colchões” de ar e/ou nitrogênio e MEG (monoetilenoglicol). Está prevista a utilização de cerca de até 15m³ de MEG, considerando um ramal de exportação de 10km de extensão), para a remoção de umidade no interior da linha para cada interligação de gasoduto rígido previsto, neste documento. Esse inventário será descartado nas proximidades do FPSO.

Para tal, será conectada ao topo da linha de escoamento de gás uma mangueira flexível (*downline*), que será então lançada em direção ao mar, com o auxílio de um guindaste/guincho. Essa mangueira contará com um peso morto, de modo que a sua extremidade fique posicionada aproximadamente 10 m abaixo da superfície. Em seguida, será iniciada a secagem com a passagem dos “colchões” supracitados e o descarte do MEG na subsuperfície. Adicionalmente, durante as operações de conexão e/ou desconexão das extremidades destes ramais de exportação, seja por MCV ou *Jumper* Rígidos, nas derivações existentes da malha de exportação do PPSBS (HUBs dos ILTs/PLETs ou PLEMs) é prevista uma etapa de verificação, circulação e preenchimento do *HUB* de conexão com MEG (podendo ou não conter fluoresceína). A função desta etapa é remover o máximo possível de água da cavidade do *hub* e garantir que a mesma esteja preenchida com o inibidor de hidrato.

Da mesma forma, os *jumpers* que serão conectados nestes pontos são lançados ao mar totalmente preenchidos com MEG para fins de mitigação de formação de hidrato e desta forma está sendo prevista uma pequena liberação operacional do MEG do interior do *jumper* no momento da conexão final com o *hub* dos equipamentos ILTs/PLETs ou PLEMs residentes.



Figura II.2.4.10.1.1-1 – Hub preenchido com MEG

Em capas de bloqueio que não possuam duas tomadas de acesso para circulação ou em capas que possuam *stab* interno ao *hub* que diminua demasiadamente o volume da cavidade, a injeção de inibidor de hidrato pode ser realizada após a remoção da capa, com a utilização de mangueira. O ROV deve ser equipado com tanque conectado ao *hot-stab* para circulação via capa de bloqueio ou conectado a mangueira flexível para injeção de inibidor dentro do hub. A **Figura II.2.4.10.1.1-2** ilustra a operação de preenchimento.

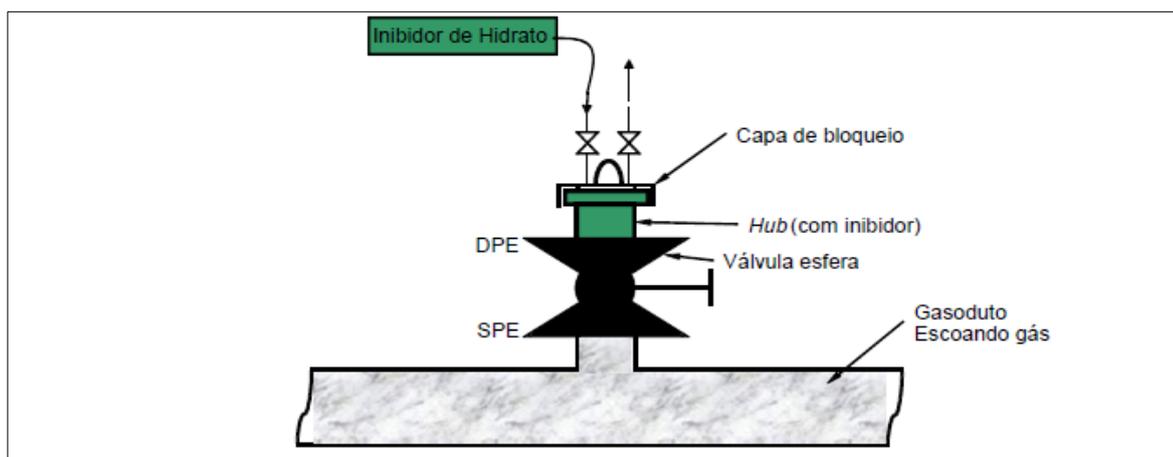


Figura II.2.4.10.1.1-2 – Injeção de inibidor de hidrato no hub para remoção da água e inibição de hidrato.

Nota: Nesta etapa está prevista a utilização de pequenos volumes, limitado a aproximadamente 250 litros de MEG para *HUBs* e 250 litros para *jumpers*, contudo devido a natureza da operação e a impossibilidade do retorno deste para a embarcação de apoio, é considerado que uma pequena fração deste inventário, necessária para constatação da expulsão completa da água existente na cavidade do HUB, seja descartado nas proximidades do equipamento.

C. Hibernação

Para linhas rígidas fabricadas em aço carbono e revestidas internamente com cladeamento em liga resistente à corrosão (*Corrosion Resistant Alloy - CRA*) - revestimento este que garante proteção anticorrosiva - a hibernação para períodos inferiores a 90 dias é realizada somente com água do mar filtrada e fluoresceína, não sendo necessária a adição de nenhum outro produto químico.

Para os dutos onde há previsão de hibernação por um período superior a 90 dias, o duto será preenchido com água do mar filtrada, fluoresceína (produto à 20%, na dosagem de 40 ppm), sequestrante de oxigênio (160 mg/L de solução de bissulfito de sódio 40%), e biocida (100 mg/L de THPS a 75%).

Estes compostos químicos são necessários para inibir os processos corrosivos decorrentes dos agentes presentes na água do mar (oxigênio e bactérias). Desta forma, garante-se a integridade estrutural dos *risers* e confiabilidade do sistema de injeção durante a vida útil dos projetos.

Nos dutos que serão hibernados com água do mar filtrada e tratada, o fluido para preservação da tubulação do *jumper* será o MEG,

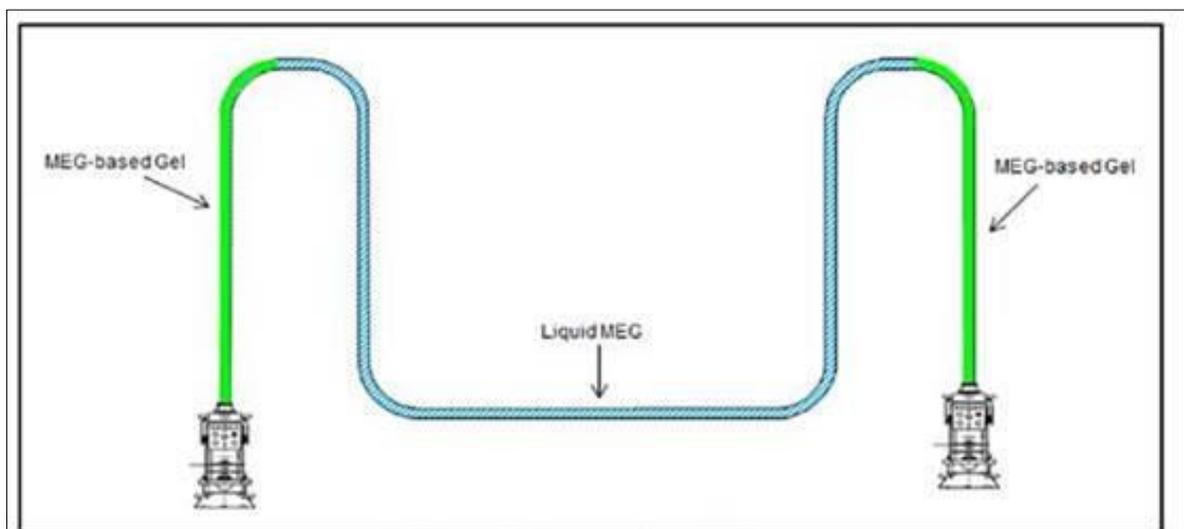


Figura II.2.4.10.1.1-3 – jumpers preenchidos com MEG em gel - Arranjo típico

As mitigações para minimizar o escape de MEG durante a descida e conexão dos *jumpers* são:

- Uso de formulação de meg em GEL – mais firme de forma a se sustentar no trecho vertical do jumper e mitigar o escape facilitado pela ação da gravidade
- Uso de capa de bloqueio nas extremidades dos *jumper* que são retiradas apenas na aproximação final da estrutura residente no fundo.

II.2.4.10.1.2 Linhas Flexíveis

A. Testes Pneumáticos durante o Lançamento das Linhas

Durante o lançamento de sistemas de escoamento de gás, que possuam em sua configuração linhas flexíveis, todas as conexões intermediárias flangeadas serão testadas, ainda a bordo da embarcação PLSV, após a montagem e conexão dos tramos.

Realizados preferencialmente com nitrogênio, esses testes possuem um sistema de segurança por meio do qual, é possível a identificação de um vazamento para o meio externo. Caso o teste seja reprovado, a conexão é refeita, com troca dos anéis de vedação, e um novo teste pneumático é realizado.

II.2.4.10.1.3 Teste Final do Sistema

Para assegurar a estanqueidade e a integridade das linhas e de suas conexões flangeadas, bem como das conexões destas linhas com os equipamentos submarinos, o sistema será submetido a um teste final realizado a partir da própria unidade de produção, usando nitrogênio como fluido.

No caso de um vazamento, a detecção do local será feita, preferencialmente, 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 nitrogênio), 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.

A. Teste de Estanqueidade

O teste de estanqueidade 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 de estanqueidade somente é iniciado após a estabilização da pressão como segue o procedimento descrito a seguir:

A.1. Etapa 1 - Pressurização

A linha será pressurizada de acordo com as seguintes condições:

- A taxa de pressurização para o teste hidrostático será respeitada conforme informações apresentadas pelo fornecedor do equipamento.
- A pressão do teste de estanqueidade irá respeitar as limitações de todos os equipamentos presentes e também do sistema de segurança da plataforma, garantindo dessa forma que o teste ocorra com a máxima pressão a que o sistema poderá ser exposto durante a operação.

A.2. Etapa 2 - Estabilização

O tempo de estabilização da pressão para teste de estanqueidade é de aproximadamente uma hora.

A.3. Etapa 3 - Manutenção da pressão

O tempo de manutenção da pressão para teste hidrostático é de, no mínimo, quatro horas.

A.4. Etapa 4 - Despressurização

A taxa de despressurização é controlada para evitar danos na estrutura das linhas, e irá respeitar as taxas de despressurização informadas pelos fabricantes das linhas.

B. Comissionamento

Após a conclusão satisfatória dos testes, e confirmada a estanqueidade das linhas, é necessário realizar a purga do nitrogênio dos dutos, feita através do FPSO e posterior início do escoamento de gás exportado.

Durante as interligações de linhas de gás (incluindo gasodutos), de forma a mitigar a possibilidade de hidrato durante o pre comissionamento e início da operação, pode ser requerido o preenchimento destes *hubs* de conexão (p ex. entre ILT e *Jumpers* rígidos ou MCVs) com MEG, de forma a eliminar a interface com a água. Durante essa operação, um volume mínimo de MEG pode ser liberado para o mar, em função da necessidade de confirmação pela embarcação, do preenchimento completo até a face dos *hubs*.

II.2.4.10.2 Linhas de Coleta

II.2.4.10.2.1 Linhas Rígidas

A. Limpeza, Calibração e Enchimento

Após a conclusão da instalação do trecho submarino, serão executadas a limpeza, calibração e enchimento da linha com água e fluoresceína para realização do teste hidrostático.

A limpeza consiste na passagem de *pig* de limpeza para remoção dos detritos e resíduos eventualmente acumulados no interior da linha durante a fase de construção. A calibração é executada pela passagem de *pig* com disco metálico de diâmetro calibrado (*pig* placa) para verificação de restrições internas na linha rígida ou *pig* calibrador ou *caliper pig*, que tem função parecida, mas gera dados mais precisos no caso de identificação de irregularidades ao longo do duto.

Concluída a verificação da inexistência de amassamentos e irregularidades na linha, é utilizado um *pig* tipo espuma ou tipo copo, funcionando como interface para a colocação de fluido para teste hidrostático (enchimento).

B. Teste Hidrostático

Após o enchimento da linha com a solução de água e fluoresceína (produto à 20%, na dosagem de 40 ppm), realiza-se o Teste Hidrostático, que consiste na pressurização da linha até um valor de pressão de teste estabelecido por Norma. Ao atingir a estabilização neste patamar de pressão, esta é mantida por um período variando entre 8h e 24h, registrando-se graficamente os dados coletados para análise e posterior documentação de sua execução.

Caso ocorram alterações no comportamento esperado durante o teste, decorrentes de dificuldade no alcance da pressão de teste ou queda significativa da pressão durante sua execução, os técnicos responsáveis podem optar pela necessidade de identificação dos pontos potenciais de vazamento e, ao identificá-los, executar a correção necessária. Não há restrições para a taxa de despressurização do duto rígido. Caso ocorram alterações no comportamento esperado para a linha durante o teste, decorrentes de dificuldade no atingimento da pressão de teste ou queda significativa da pressão durante sua execução, pode haver necessidade de identificação dos potenciais pontos de vazamento e, caso identificados, correção desses. Após a despressurização, o duto será hibernado conforme item C abaixo.

Adicionalmente, durante as operações de conexão e/ou desconexão das extremidades, seja por MCV ou *Jumper* Rígidos, ou em derivações existentes do sistema de coleta (*HUBs* dos equipamentos submarinos e equipamentos interligados ao duto) é prevista uma etapa de verificação, circulação e

preenchimento do *HUB* de conexão com MEG (podendo ou não conter fluoresceína). A função desta etapa é remover o máximo possível de água da cavidade do *hub* e garantir que a mesma esteja preenchida com o inibidor de hidrato.

Da mesma forma, os *jumpers* que serão conectados nestes pontos são lançados ao mar totalmente preenchidos com MEG para fins de mitigação de formação de hidrato e desta forma está sendo previsto uma pequena liberação do MEG do interior do *jumper* no momento da conexão final com o *hub* dos equipamentos residentes.



Figura II.2.4.10.2.1-1 – Hub preenchido com MEG

Em capas de bloqueio que não possuam duas tomadas de acesso para circulação ou em capas que possuam *stab* interno ao *hub* que diminua demasiadamente o volume da cavidade, a injeção de inibidor de hidrato pode ser realizada após a remoção da capa, com a utilização de mangueira. O ROV deve ser equipado com tanque conectado ao *hot-stab* para circulação via capa de bloqueio ou conectado a mangueira flexível para injeção de inibidor dentro do *hub*.

Nesta etapa está prevista a utilização de pequenos volumes, limitado a aproximadamente 250 litros de MEG para HUBs e 180 litros para *jumpers*, contudo, devido a natureza da operação e a impossibilidade do retorno deste para a embarcação de apoio, é considerado que uma pequena fração deste inventário,

necessária para constatação da expulsão completa da água existente na cavidade do HUB, seja descartado nas proximidades do equipamento.

C. Hibernação

Para linhas rígidas fabricadas em aço carbono e revestidas internamente com cladeamento em liga resistente à corrosão (Corrosion Resistant Alloy - CRA) - revestimento este que garante proteção anticorrosiva - a hibernação é realizada somente com água do mar filtrada e fluoresceína, não sendo necessária a adição de nenhum outro produto químico.

Para os dutos onde há previsão de hibernação por um período superior a 90 dias, o duto será preenchido com água do mar filtrada, fluoresceína (produto à 20%, na dosagem de 40 ppm), sequestrante de oxigênio (160 mg/L de solução de bissulfito de sódio 40%), e biocida (100 mg/L de THPS a 75%).

Estes compostos químicos são necessários para inibir os processos corrosivos decorrentes dos agentes presentes na água do mar (oxigênio e bactérias). Desta forma, garante-se a integridade estrutural dos *risers* e confiabilidade do sistema de injeção durante a vida útil dos projetos.

Para linhas rígidas, durante o procedimento de pré-comissionamento, por conta da geometria interna das ferramentas de instalação, um volume residual de produtos químicos (componentes do fluido de hibernação) será liberado no mar. Este momento ocorre durante a desconexão dos Lançadores e Recebedores de Pig (PLR), última etapa do pré-comissionamento, quando, para o caso do PLR de 8”, estima-se que aproximadamente 60 ml de produtos, dissolvidos em 200 litros de água serão diluídos no mar (para o PLR de 6”, estima-se 40 ml de produtos dissolvidos em 130 litros de água), conforme **Figura II.2.4.10.2.1-2** abaixo:

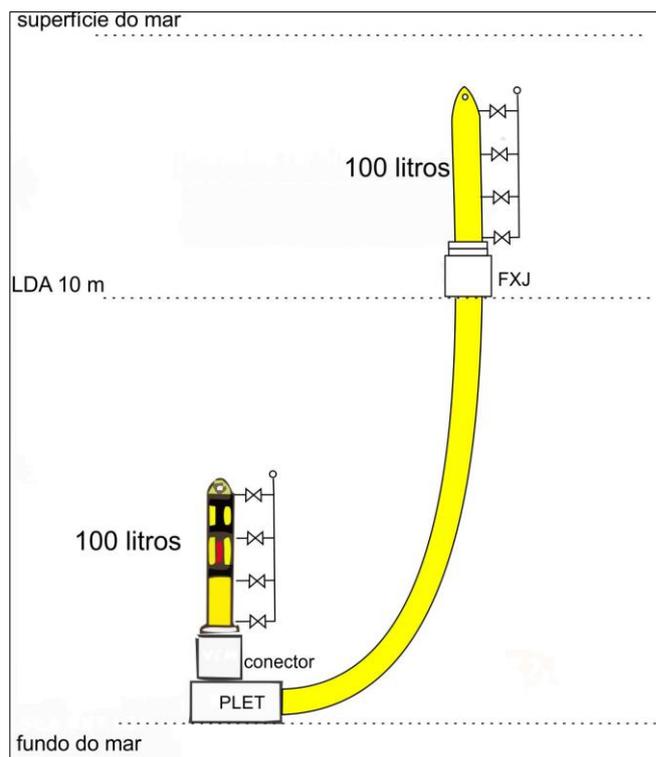


Figura II.2.4.10.2.1-2 – Liberação de produtos químicos para o mar durante o pré-comissionamento (estimativa considerando PLR de 8”).

Nos dutos que serão hibernados com água do mar filtrada e tratada, o fluido para preservação da tubulação do *jumper* será o MEG.

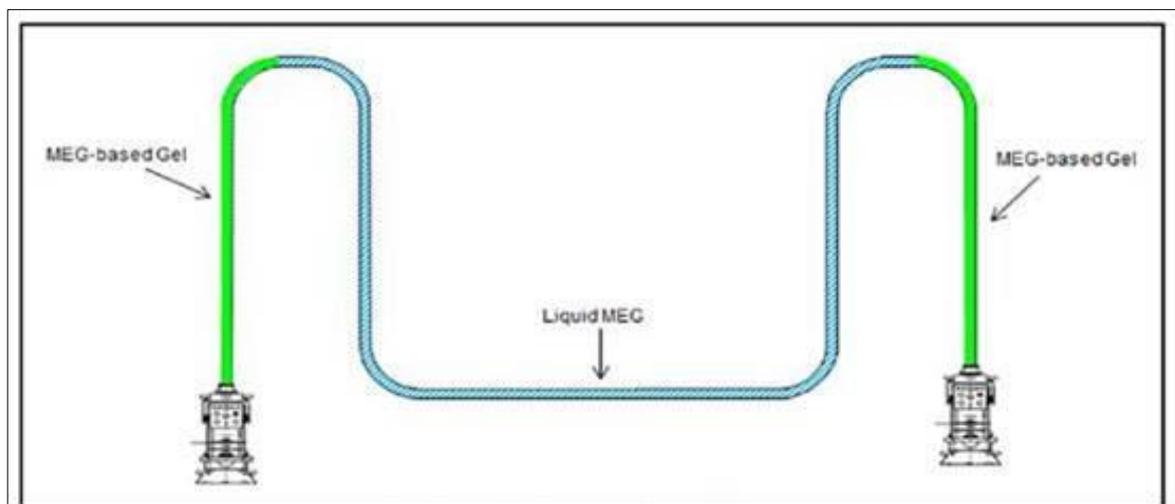


Figura II.2.4.10.2.1-3 – Jumpers preenchidos com MEG em gel - Arranjo típico

As mitigações para minimizar o escape de MEG durante a descida e conexão dos *jumpers* são:

- Uso de formulação de MEG em GEL – mais firme de forma a se sustentar no trecho vertical do *jumper* e mitigar o escape facilitado pela ação da gravidade
- Uso de capa de bloqueio nas extremidades dos jumper que são retiradas apenas na aproximação final da estrutura residente no fundo.

II.2.4.10.2.2 Linhas Flexíveis

A. Testes Pneumáticos durante o Lançamento das Linhas

Durante o lançamento de sistemas de coleta ou injeção de gás, que possuam em sua configuração linhas flexíveis, todas as conexões intermediárias flangeadas serão testadas, ainda a bordo da embarcação PLSV, após a montagem e conexão dos tramos.

Realizados preferencialmente com nitrogênio, esses testes possuem um sistema de segurança por meio do qual é possível a identificação de um vazamento para o meio externo. Caso o teste seja reprovado, a conexão é refeita, com troca dos anéis de vedação, e um novo teste pneumático é realizado.

No caso de conexões flangeadas das linhas flexíveis (conectores de terminação de cada tramo), são realizados, ainda a bordo do PLSV, testes de vedação imediatamente após a montagem destas conexões. O objetivo é o de evitar que eventuais falhas de montagem prejudiquem o teste hidrostático final e requeiram sua repetição. Estes testes serão executados com fluido hidráulico base água por meio de pórticos específicos localizados nos flanges, cujo volume interno é da ordem de dezenas de mililitros. Caso se detecte a falta de estanqueidade, a conexão será refeita, com a troca do anel de vedação, acarretando em novo teste conforme descrito acima. Ressalta-se que apenas a câmara de teste localizada no flange é preenchida com fluido hidráulico base água, e não o interior da linha.

B. Teste de Estanqueidade

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

B.1. Etapa 1 - Pressurização

A linha será pressurizada de acordo com as seguintes condições:

- A taxa de pressurização para o teste hidrostático será respeitada conforme informações apresentadas pelo fornecedor do equipamento.
- A pressão do teste de estanqueidade irá respeitar as limitações de todos os equipamentos presentes e também do sistema de segurança da plataforma, garantindo dessa forma que o teste ocorra com a máxima pressão a que o sistema poderá ser exposto durante a operação.

B.2. Etapa 2 - Estabilização

O tempo de estabilização da pressão para teste de estanqueidade é de aproximadamente uma hora.

B.3. Etapa 3 - Manutenção da pressão

O tempo de manutenção da pressão para teste hidrostático é de, no mínimo, quatro horas.

B.4. Etapa 4 - Despressurização

A taxa de despressurização é controlada para evitar danos na estrutura das linhas, e irá respeitar as taxas de despressurização informadas pelos fabricantes das linhas.

II.2.4.10.2.2.1 Teste Final do Sistema

Para assegurar a estanqueidade e a integridade das linhas flexíveis e de suas conexões flangeadas, bem como das conexões destas linhas com os equipamentos submarinos, o sistema será submetido a um teste final, com o uso de água como fluido (teste de estanqueidade), a ser realizado a partir da própria unidade de produção.

No caso de um vazamento, a detecção do local será feita, a princípio, 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 nitrogênio), 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: inserção de corante traçador e repetição do teste. Caso o vazamento não seja identificado, ocorre o recolhimento do duto (*pull-out*) para inspeção, manutenção e posterior lançamento
- Realização de um novo teste de estanqueidade.

II.2.4.10.2.3 Comissionamento

Após a conclusão satisfatória dos testes e confirmada a estanqueidade das linhas, é necessário preencher as linhas com diesel para garantir a partida do poço sem o risco de formação de hidrato.

Para comissionamento de um poço produtor, será injetado diesel através do circuito composto pela bomba e tubulações presentes no FPSO, linha de serviço, circuito da Árvore de Natal, retorno pela linha de produção com deslocamento da água e do fluido traçador e posterior início da produção. Para o comissionamento de um poço injetor satélite e do segundo poço de um par de injetores interligados

em anel, o comissionamento se dará de maneira similar. No primeiro caso, o diesel será injetado por uma das linhas de injeção (água ou gás) e retornará ao FPSO pela outra linha. No segundo, o diesel injetado circulará por um circuito pelas linhas do FPSO, linha de injeção de água ou gás, Árvore de Natal do primeiro injetor, linha submarina de interconexão dos poços, Árvore de Natal do segundo injetor e retorno por sua linha de injeção de água ou gás, com deslocamento de água para o FPSO.

Para comissionamento de um poço injetor de gás, o fluido de comissionamento será injetado no reservatório. O mesmo se aplica ao primeiro poço do par de injetores, o qual terá apenas uma linha interligada ao FPSO, não permitindo o retorno do fluido no seu interior ao FPSO.

Esta injeção no reservatório atende aos requisitos de não descartar no mar água com produtos químicos. A injeção desta água no reservatório será via deslocamento de colchão com MEG e diesel, para que seja possível realizar a troca de fluido e ter início a injeção de gás no reservatório.

II.2.4.10.2.4 Comissionamento da linha de produção sem linha de serviço

Em alguns casos, por questões relacionadas a cronograma de chegada de linhas de serviço ou pela não necessidade de uso de linhas de serviço nos primeiros anos de operação para determinados poços produtores, poderá ser feita a operação final de comissionamento sem auxílio desta linha de serviço.

Neste procedimento, o desalagamento da linha de produção será feito parcialmente para o mar, com um colchão de solução de fluoresceína separando o volume original de água presente na linha para o teste e a coluna de diesel de comissionamento. A água do teste hidrostático é então liberada para o mar através da abertura de válvulas na ANM (ramal de anular), até que o colchão de água com fluoresceína chegue a este ponto.

A detecção visual do traçador por ROV, auxiliada pelo controle de volume bombeado desde a superfície, permitirá o fechamento da válvula na ANM ainda durante a liberação parcial do colchão de água com fluoresceína, evitando-se assim a liberação de diesel.

Após o fechamento da válvula, o volume do fluido remanescente na linha (desde a UEP até a ANM), composto majoritariamente por diesel e pela fração de água com fluoresceína não liberada, é então injetado no poço. Este procedimento

minimiza o volume total de água que será injetado no poço produtor, preservando suas características de produtividade e evitando danos ao poço. Na execução desse procedimento, há dois modos de controle para evitar a liberação de diesel para o meio ambiente, os controles de volume e visual. Para esta operação são previstos:

- Volume colchão de fluoresceína: entre 10 e 30 m³ (550 m a 1660 m).
- Vazão de bombeio de diesel: 60 m³/h (podendo ser reduzida quando a frente de fluoresceína estiver próxima a ANM).
- Controle de volume: nível do tanque de diesel e volume de solução de fluoresceína.
- Controle visual através de ROV (acompanhamento durante toda a operação).

A **Figura II.2.4.10.2.4-1** ilustra a sequência de operações descrita acima:

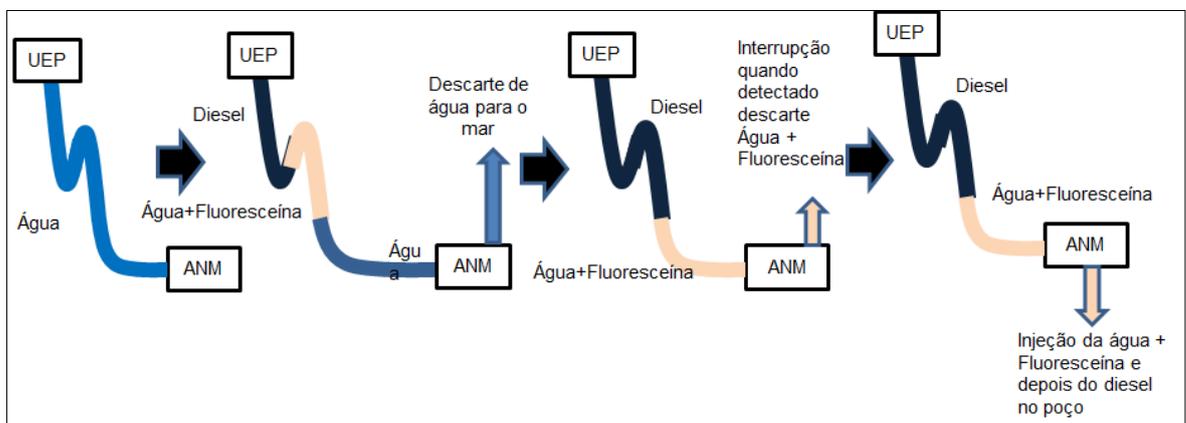


Figura II.2.4.10.2.4-1 – Comissionamento sem linha de serviço.

II.2.4.10.2.4.1 Efluentes Gerados durante a Operação das Unidades de produção

Os efluentes que serão gerados pelas unidades de operação dos empreendimentos do Etapa 4 são: efluentes sanitários, efluentes do sistema de drenagem aberta e fechada, água de resfriamento, água produzida, efluente dos testes de estanqueidade, efluentes da hibernação de linhas rígidas e efluentes da

unidade de remoção de sulfatos (URS), sendo que esta última corrente não será gerada no FPSO Pioneiro de Libra, uma vez que este não possui facilidades de injeção de água e não possui planta de dessulfatação.

O **Quadro II.2.4.10.2.4-1** lista os tipos de atividades e os efluentes previstos de serem gerados.

Quadro II.2.4.10.2.4-1 – Efluentes gerados por atividade.

ATIVIDADE	QUANTIDADE	EFLUENTES GERADOS
DP	13	Efluente sanitário, sistema de drenagem, água de resfriamento, efluente da URS (exceto Pioneiro de Libra), água produzida e efluente dos testes de estanqueidade

II.2.4.10.3 Efluentes Sanitários

Os efluentes sanitários dos FPSOs Teórico 1, Teórico 2 e Pioneiro de Libra serão tratados por um sistema de lodo ativado.

FPSO Pioneiro de Libra

No FPSO Pioneiro de Libra, o sistema é constituído por uma unidade de tratamento de esgoto por 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 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 (águas oriundas de chuveiros, pias, cozinhas e lavanderia) serão direcionadas ao tanque de desinfecção, que também receberá as águas negras (oriundas de esgoto sanitário) 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. Este processo de tratamento

ocasionará a geração de lodo no processo de decantação. Este lodo será periodicamente retirado da unidade e encaminhado para disposição final em terra.

No FPSO Pioneiro de Libra, o fabricante do sistema é a DETEGASA - Desarrollo Técnicas Industriales de Galicia S.A., tendo sido especificada a utilização do Modelo PRBN-1575, cuja capacidade de tratamento de efluentes é de 15.750 L/d.

FPSOs Teórico 1 e Teórico 2

Nos FPSO's Teórico 1 e Teórico 2 o sistema de tratamento de efluentes sanitários coletará as águas oriundas de vasos sanitários e dos banheiros, lavanderias e cozinha, sendo composto por uma câmara de aeração, uma câmara de clarificação, uma câmara de meio filtrante, uma câmara de desinfecção e um tanque de cloro.

O sistema de tratamento de efluentes sanitários receberá as águas negras e cinzas, no caso de não haver um tratamento exclusivo para estas últimas. O tratamento das águas negras de forma segregada das águas cinzas poderá ser feito na condição em que os parâmetros de disposição atendam à legislação aplicável.

Os efluentes são recebidos na câmara de aeração, onde se misturam com uma água com grande concentração de bactérias aeróbicas mantidas em suspensão pelos difusores de ar. Após esta etapa os efluentes passam pela câmara de clarificação, onde os poluentes orgânicos são separados fisicamente dos não poluentes. O material flutuante e os sedimentos no fundo retornam para a câmara de aeração e a zona de líquido transparente é encaminhada para o tanque de meio filtrante, que retém os sólidos que conseguiram atravessar o sistema. Os efluentes seguem então para a última etapa de tratamento, a câmara de desinfecção, onde ocorre a injeção de uma mistura de cloro. A seguir, passam pelo medidor de vazão e são descartados para o mar. O lodo é retido na máquina e retirado durante a parada de manutenção.

A **Tabela II.2.4.10.2.4-1** apresenta as vazões máximas de efluente sanitário passíveis de tratamento, em função do limite de pessoas a bordo (*People on Board* – POB) e da capacidade de tratamento do sistema de cada FPSO do Etapa 4.

Tabela II.2.4.10.2.4-1 – Capacidade de tratamento de efluente sanitário por FPSO do Etapa 4.

ATIVIDADE	FPSO (REFERÊNCIA)	POB	EFLUENTE SANITÁRIO (SM ³ /D)
Mero FR	Pioneiro de Libra	107	15,75
Búzios 9, 10, 11 e 12, Aram 1	FPSO Teórico 1	240	60
Atapu 2, Sépia 2, Sururu Central, Revit Tupi, Sagitário, Uirapuru 1, Três Marias	FPSO Teórico 2	240	60

Os efluentes sanitários gerados nos FPSOs Teórico 1, 2 e Pioneiro de Libra serão descartados atendendo à Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/2011 e aos demais padrões estabelecidos pela legislação pertinente.

II.2.4.10.4 Efluentes do Sistema de Drenagem

FPSO Pioneiro de Libra

No FPSO Pioneiro de Libra 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 (oleosos) 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.

O FPSO Pioneiro de Libra possui trincaiz 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, em atendimento à MARPOL.

Para o tratamento de águas oleosas provenientes da praça de máquinas, o FPSO Pioneiro de Libra 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*). O fluido é direcionado então ao tanque de *slop* e em seguida para o sistema de tratamento de *slop*, permitindo também o atendimento à especificação da MARPOL para TOG na água para descarte (máximo de 15 ppm). A água é descartada no mar somente se esse for atendido. Caso o teor de óleo exceda o limite permitido, a água retorna ao tanque de *slop*. O resíduo oleoso do separador de água é transferido ao tanque de *slop*.

FPSOs Teórico 1 e Teórico 2

O sistema de drenagem dos FPSOs Teórico 1 e Teórico 2 é dividido em sistema de drenagem fechada e aberta.

A drenagem fechada é composta pelos coletores de drenos fechados, vaso de reciclo e bomba do vaso de reciclo. Os fluidos (óleo e água) oriundos da drenagem de vasos e de equipamentos de processo são encaminhados por gravidade para o vaso de reciclo. Deste, os fluidos são bombeados para o separador de água livre e reincorporados à corrente sendo processada.

A **Figura II.2.4.10.2.4-1** mostra uma representação esquemática do sistema de drenagem fechada dos FPSOs Teórico 1 e Teórico 2.

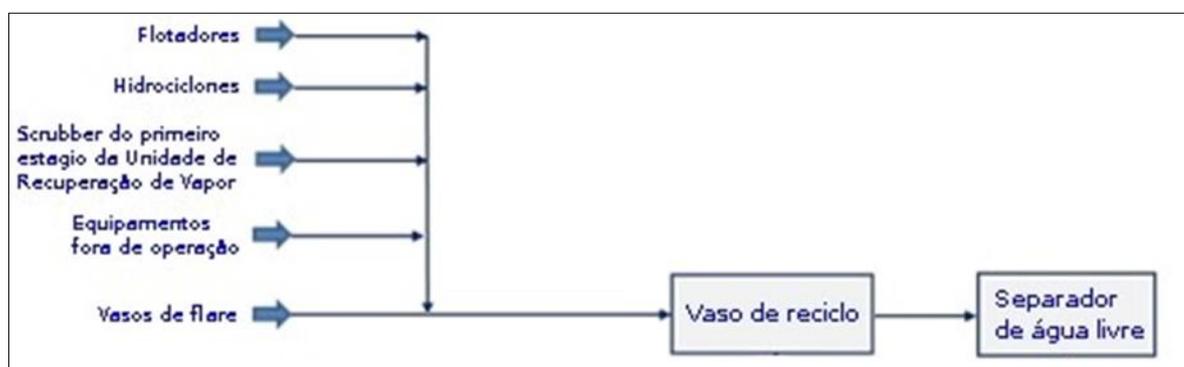


Figura II.2.4.10.2.4-1 – Fluxograma esquemático do sistema de drenagem fechada.

O sistema de drenagem aberta é aplicável ao recebimento de correntes predominantemente aquosas e não perigosas. Ele é constituído por dois subsistemas, o classificado e o não classificado.

As correntes aquosas de drenagem que compõem o sistema aberto classificado correspondem às águas de lavagem da planta industrial, efluente aquoso gerado na área de armazenamento de insumos combustíveis e no setor de lavagem de peças e equipamentos. O sistema aberto classificado recebe também as águas pluviais que incidem sobre as áreas citadas, podendo carrear resíduos oleosos.

As águas de drenagem que compõem o sistema aberto não classificado são geradas por lavagem, bem como por águas pluviais que incidem em áreas sem contaminação por óleo.

Os FPSOs Teórico 1 e Teórico 2 possuirão sistema de trincaiz para drenagem aberta do 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 *slop* e descartadas posteriormente no mar, mediante a confirmação do atendimento à MARPOL no que se refere a teor de óleos e graxas (TOG) de no máximo 15 ppm.

As águas de drenagem serão concentradas em dois *headers* (classificado e não classificado) e serão encaminhados conjuntamente para o tanque *slop* sujo. A água do tanque de *slop* sujo é decantada e enviada ao tanque de *slop* limpo. Do tanque de *slop* limpo, a água passa por mais um processo de decantação, com tempo de residência suficiente para garantir que o TOG seja inferior a 15 ppm para o descarte no mar.

Segue na **Figura II.2.4.10.2.4-2** o fluxograma esquemático do sistema de drenagem aberta dos FPSO Teórico 1 e Teórico 2.

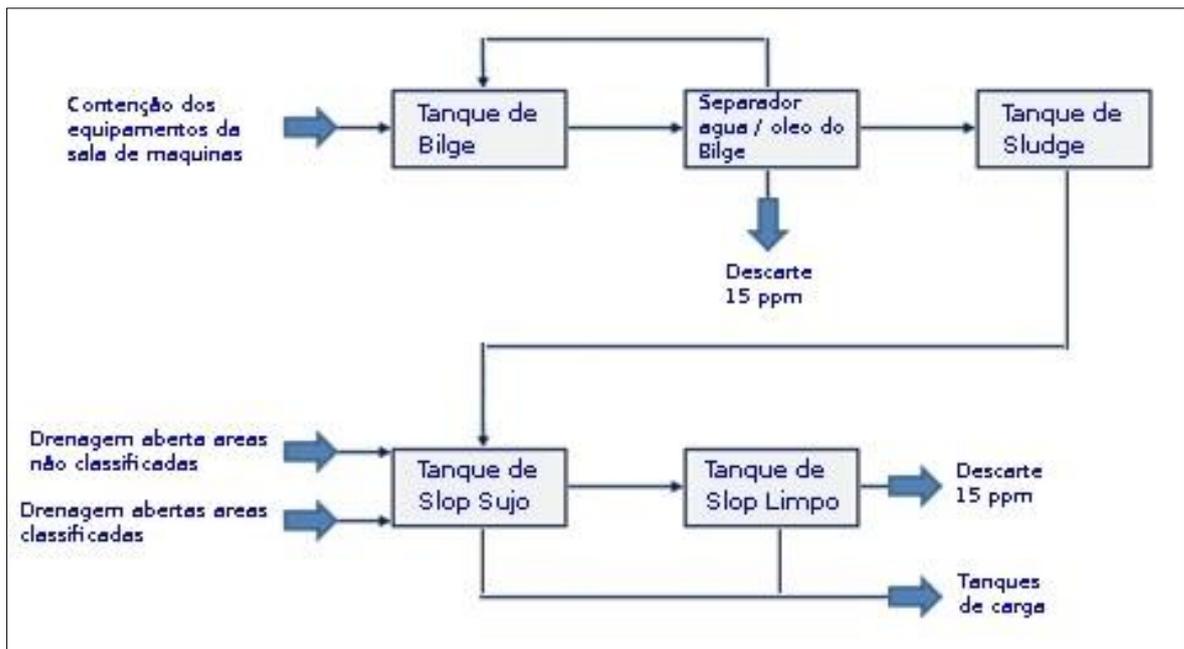


Figura II.2.4.10.2.4-2 – Fluxograma esquemático do sistema de drenagem aberta.

A água oleosa da praça de máquinas contempla os efluentes de manutenção e operação das máquinas, assim como os resíduos oleosos provenientes do processo de purificação do óleo diesel e óleo lubrificante, sendo coletada e enviada ao tanque de *Bilge*. O fluido é direcionado ao separador de água e óleo (SAO), permitindo o atendimento à especificação de TOG na água para descarte. A água é descartada no mar somente se o requisito para o TOG (máximo 15 ppm, de acordo com a MARPOL) for atendido. Caso o teor de óleo exceda o limite permitido, a água retorna ao tanque de *Bilge*. O resíduo oleoso do separador de água é transferido ao tanque de *Sludge*. O resíduo acumulado é encaminhado ao tanque *Slop Sujo*, onde é tratado conjuntamente com o fluido da drenagem aberta, como representado na **Figura II.2.4.10.2.4-2**.

Ressalta-se que o SAO é previsto e muito utilizado em navios com grandes motores de propulsão e grande número de outras máquinas auxiliares na praça de máquinas. A conversão ou construção de cascos novos para projetos de FPSOs suprime grandes equipamentos desse compartimento, reduzindo substancialmente o volume de efluentes oleosos da praça de máquinas a serem tratados no SAO e descartados para o mar.

O limite de TOG definido para o descarte da água oleosa nos FPSOs, seja ela tratada nos tanques *slop* ou no SAO, é o mesmo, isto é, 15 ppm, em atendimento à MARPOL. Em ambos os casos, o monitoramento prévio ao descarte é realizado por meio de um analisador de TOG *on-line*. Desse modo, considerando que o SAO e os tanques *slop* dos FPSOs tratam o mesmo tipo de efluente (água oleosa), sujeito à mesma regulamentação quanto ao limite de TOG para descarte (15 ppm, MARPOL), há a possibilidade das duas correntes serem descartadas conjuntamente via *slop*, ou a alternativa de alguns FPSOs não contemplarem o SAO em suas praças de máquinas, sendo a água oleosa enviada diretamente ao *slop*. Como a configuração de descarte poderá ser diferente de um FPSO para outro, solicita-se que o detalhamento possa ser apresentado nos respectivos descritivos que serão anexos aos requerimentos de Licença de Instalação.

II.2.4.10.5 Água de Resfriamento

Os FPSOs dos empreendimentos do Etapa 4 contam com dois sistemas de resfriamento: um fechado e outro aberto.

FPSO Pioneiro de Libra

A água do mar será captada através de um conjunto de bombas de captação 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 Pioneiro de Libra 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.2.4.10.2.4-1**.

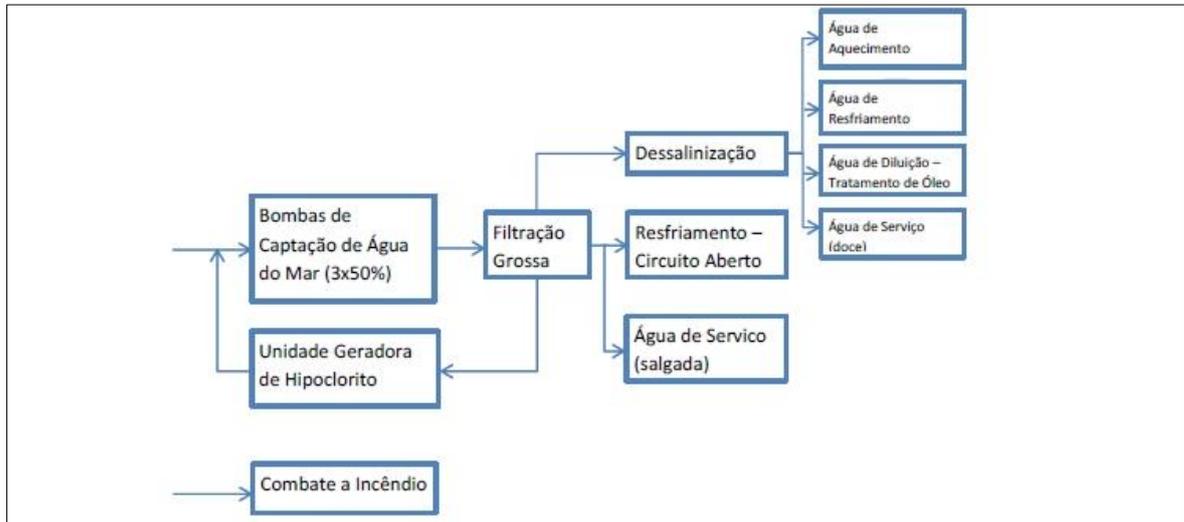


Figura II.2.4.10.2.4-1 – Diagrama esquemático do sistema de coleta de água do mar e os sistemas atendidos no FPSO Pioneiro de Libra.

A água salgada será direcionada para o 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).

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 no circuito fechado de resfriamento. O sistema conterá unidade de cloração e esterilização ultravioleta da água. O uso de água doce no circuito fechado de resfriamento tem por finalidade evitar a formação de incrustações nas tubulações.

O sistema fechado de água de resfriamento terá como princípio de operação a circulação contínua de água doce tratada e filtrada. 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 Fechado 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°C 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.

FPSOs Teórico 1 e Teórico 2

Nos FPSOs Teórico 1 e Teórico 2 o sistema de resfriamento fechado utiliza água doce e é adotado, principalmente, para o resfriamento de fluidos nos geradores a diesel, compressor de gás e *coolers* da planta de processamento e atende a todas as demandas do processo. Neste caso, não há descarte de água doce para o mar e sim apenas reposição da água circulante devido a perdas evaporativas durante o processo.

O sistema de resfriamento aberto utiliza água do mar com o objetivo de reduzir a temperatura do sistema de refrigeração fechado, dos geradores a diesel, da planta de processo, do sistema de combate a incêndio e de sistemas de utilidades.

Após a captação, a corrente de água do mar passará por um sistema de filtração simples e cloração para evitar o surgimento e proliferação de bactérias.

Destaca-se que o sistema de resfriamento aberto não entra em contato direto com nenhuma outra corrente durante o circuito. Neste sistema haverá descarte de água para o mar. Como parte da água captada é utilizada para outras funções no FPSO, a vazão de descarte no mar será um pouco abaixo da vazão de captação.

A **Tabela II.2.4.10.2.4-1** apresenta uma estimativa dos volumes diários de captação de água do mar para usos diversos e do volume de água descartada do sistema de resfriamento aberto para os FPSOs no Etapa 4.

Tabela II.2.4.10.2.4-1 – Estimativa de captação e descarte diários de água do mar.

ATIVIDADE	FPSO (REFERÊNCIA)	VAZÃO DE ÁGUA DO MAR CAPTADA (M ³ /D)	VAZÃO DE ÁGUA DESCARTADA DO SISTEMA DE RESFRIAMENTO ABERTO (M ³ /D)
Mero FR	Pioneiro de Libra	180.000	120.000
Búzios 9, 10,11 , 12 e Aram 1	FPSO Teórico 1	669.600	529.860
Atapu 2, Sépia 2, Sururu Central, Revit Tupi, Sagitário, Uirapuru 1, Três Marias	FPSO Teórico 2	433.331	365.507

II.2.4.10.6 Água Produzida

FPSO Pioneiro de Libra

No FPSO Pioneiro de Libra a água produzida não é esperada em grande quantidade nas atividades de operação devido às características do reservatório. 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 Pioneiro de Libra possui basicamente os seguintes equipamentos principais: 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.

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 resfriador de água produzida, que é um trocador de calor cuja função é a redução da temperatura da água para descarte.

FPSOs Teórico 1 e Teórico 2

Nos FPSOs Teórico 1 e Teórico 2, o sistema de tratamento de água produzida possuirá basicamente os seguintes equipamentos principais: vaso coletor, hidrociclones e flotador. Na planta de processo, a água produzida é separada em três equipamentos, o separador de produção de alta pressão (trifásico) e os tratadores eletrostáticos. A corrente de água produzida oriunda destes separadores é enviada inicialmente a um vaso degaseificador e, logo após, para os hidrociclones os quais promovem a remoção do óleo através de um processo de centrifugação.

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 e graxas abaixo dos limites exigidos pela legislação. Ao sair do flotador a água produzida segue para o descarte no mar. Os FPSOs Teórico 1 e Teórico 2

possuirão ainda a possibilidade de reinjeção da água produzida no reservatório produtor.

A capacidade de tratamento de água produzida para cada FPSO previsto nas atividades do Etapa 4 é apresentada na **Tabela II.2.4.10.2.4-1**.

Tabela II.2.4.10.2.4-1 – Capacidade de tratamento da água produzida do Etapa 4.

ATIVIDADE	FPSO (REFERÊNCIA)	ÁGUA PRODUZIDA (SM ³ /D)
Mero FR	Pioneiro de Libra	4.000
Búzios 9, 10, 11, 12 e Aram 1	FPSO Teórico 1	31.800
Atapu 2, Sépia 2, Sururu Central, Revit Tupi, Sagitário, Uirapuru 1, Três Marias	FPSO Teórico 2	24.000

Nos FPSOs da Etapa 4 a qualidade da água tratada será 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 no tanque de água produzida, onde passará por decantação e será descartada de acordo com a Resolução CONAMA 393/07. Caso não haja enquadramento do TOG nesse tanque, a água produzida desenquadrada poderá ser enviada para injeção em reservatório ou ainda reprocessada no FPSO.

Os volumes de água produzida gerados a partir das curvas anuais de produção de óleo e gás, de cada FPSO, serão apresentados nos estudos complementares juntamente com os requerimentos das Licenças de Instalação.

II.2.4.10.7 Efluentes da Unidade de Remoção de Sulfatos

O sistema de tratamento de água de injeção (Unidade de Remoção de Sulfatos - URS) irá gerar efluentes nos FPSOs que realizarão as atividades de DPs dos empreendimentos do Etapa 4. Esta geração não ocorrerá no Piloto de Libra, pois não há injeção de água no projeto de Mero FR.

A função da Unidade de Remoção de Sulfatos (URS) é reduzir o teor de sulfatos da água do mar de aproximadamente 2.800 mg/L (concentração usual para a água do mar) para valores entre 40 mg/L e 100 mg/L, evitando assim a precipitação de sais insolúveis de sulfato após a injeção nos poços.

A água utilizada no sistema de tratamento da água de injeção será captada no mar e passará por processos de filtração para remoção de sólidos acima de 5 µm, processo de dessulfatação para a redução do teor de sulfatos, processo de desaeração a vácuo, além de tratamento químico com injeção de biocida de choque, inibidor de incrustação e sequestrante de oxigênio, com a finalidade de proteger as membranas da unidade de remoção de sulfatos. O biocida de choque será utilizado de modo intermitente, sendo injetado até 7 dias na semana, durante um período de 1 hora.

As filtrações serão feitas por sistema autolimpante seguido de sistema de ultrafiltração (UF) por membranas.

Ao final do processo de tratamento, a água dessulfatada que seguirá para o sistema de injeção corresponde a 75% do fluxo inicial. O restante, aproximadamente 25% do fluxo inicial, é o rejeito que será descartado para o mar, em linha independente no costado do FPSO. Contudo, dependendo da configuração do sistema de tratamento da água de injeção, adicionalmente, pode ocorrer a aplicação de um biocida de forma contínua e de um segundo biocida de choque na corrente que seguirá para a injeção.

A URS requer uma limpeza periódica das membranas para remover impurezas que se acumulam na superfície. O procedimento de limpeza das membranas apresenta etapas que utilizam uma solução alcalina para a remoção de matéria orgânica de origem biológica (*biofouling*), e uma solução ácida para a remoção de incrustações inorgânicas (CaSO₄).

A periodicidade da limpeza está relacionada diretamente com vários fatores do processo. Inicialmente a operação poderá ocorrer de uma a duas vezes por mês.

A capacidade de injeção de água tratada, tanto quanto os volumes previstos de serem gerados como rejeito da URS e da limpeza das membranas de cada FPSO é apresentado na **Tabela II.2.4.10.2.4-1**.

Tabela II.2.4.10.2.4-1 – Vazões máximas de efluente gerados pela Unidade de Remoção de Sulfatos (URS).

ATIVIDADE	FPSO (REFERÊNCIA)	INJEÇÃO DE ÁGUA (SM ³ /D)	REJEITO DA URS (SM ³ /D)	REJEITO DA LIMPEZA URS (SM ³ /H)
Búzios 9, 10, 11, 12 e Aram 1	FPSO Teórico 1	39.800	13.200	326
Atapu 2, Sépia 2, Sururu Central, Revit Tupi, Sagitário, Uirapuru 1, Três Marias	FPSO Teórico 2	38.200	12.700	331

Por ocasião da entrada em operação, é prevista a medição do volume de descarte do efluente da unidade de remoção de sulfatos, realizada separadamente para os períodos com e sem adição de biocida e por equipamento que confira precisão aos resultados apurados, conforme determina a Nota Técnica 01/11 do IBAMA.

Os volumes previstos de descarte ao longo da vida útil dos FPSOs serão informados nos estudos complementares que serão apresentados para obtenção das Licenças de Instalação.

II.2.4.10.7.1 Caracterização do Aumento da Geração de Resíduos Sólidos e Rejeitos

Para caracterizar o aumento na geração de resíduos sólidos decorrentes das unidades de produção e embarcações a serem utilizadas para o Projeto Etapa 4 em relação às atividades já desenvolvidas pela PETROBRAS na Bacia de Santos, foram consideradas as informações constantes nos relatórios apresentados em atendimento ao Projeto de Controle da Poluição (PCP). A análise apresentada, a seguir, foi realizada para cada fase dos empreendimentos, isto é, planejamento, instalação, operação e desativação.

Considerou-se que a fase de planejamento abrange as atividades desenvolvidas para aquisição de dados (*geohazard*, faciologia, dentre outros), através de campanhas de sondagens geológicas e geotécnicas. Estas campanhas visam subsidiar a definição da configuração dos sistemas de ancoragem e dos

sistemas submarinos. As campanhas geotécnicas da Petrobras têm sido conduzidas por amostragens, podendo ser subdivididas em:

- (i) **profundas** - subsidiando projetos de fundação de UEPs e de início de poço. Nesta atividade, não há descarte de sedimentos, sendo estes encaminhados integralmente à laboratório (próprio ou contratado) para realização de ensaios geotécnicos específicos;
- (ii) **rasas** – subsidiando assentamento de dutos e equipamentos. Nesta atividade, há um descarte de sedimentos no mar equivalente a 0,05m³ por ponto de coleta. Como exemplo, pode-se citar a campanha de Mero, com 40 investigações rasas, resultando em um descarte total de 2m³ de sedimento na campanha.

As campanhas de sondagens geológicas e geotécnicas são realizadas por embarcações do tipo PLSV ou RSV. A **Tabela II.2.4.10.7.1-1**, a seguir, apresenta a média de geração de resíduos em embarcações desse tipo, que atuaram para a PETROBRAS no ano de 2019. A fim de estimar a geração de resíduos de embarcações do tipo PLSV, considerou-se a média de geração de 16 embarcações desse tipo. Em relação à embarcação RSV, foi calculada a média de geração de 6 embarcações. Cabe mencionar que os dados apresentados baseiam-se em informações de embarcações sob contrato da PETROBRAS. Esses dados foram considerados representativos, embora as embarcações empregadas em campanhas geológicas/geotécnicas sejam embarcações das empresas contratadas pela PETROBRAS para tal serviço, isto é, não são embarcações contratadas diretamente pela PETROBRAS.

Tabela II.2.4.10.7.1-1 – Distribuição por classes de resíduos das unidades geradoras – fase de planejamento – Ano Base 2019.

UNIDADE GERADORA	RESÍDUOS			TOTAL (t/MÊS)
	CLASSE I – PERIGOSOS	CLASSE IIA – NÃO INERTES	CLASSE IIB - INERTES	
PLSV	66,26%	22,80%	10,93%	1,61
RSV	47,39%	46,49%	6,12%	0,94

Para a fase de instalação, foram analisados os dados referentes às embarcações disponíveis para a PETROBRAS no ano de 2019. Novamente, a fim de estimar a geração de resíduos de embarcações do tipo PLSV, considerou-se a média de geração de 16 embarcações desse tipo. Em relação à embarcação RSV, foi calculada a média de geração de 6 embarcações, enquanto que para o AHTS, considerou-se ao todo 7 embarcações. A **Tabela II.2.4.10.7.1-2** apresenta as estimativas de geração de resíduos obtidas para as embarcações citadas.

Tabela II.2.4.10.7.1-2 – Distribuição por classes de resíduos das unidades geradoras – fase de instalação – Ano Base 2019.

UNIDADE GERADORA	RESÍDUOS			TOTAL (t/MÊS)
	CLASSE I – PERIGOSOS	CLASSE IIA – NÃO INERTES	CLASSE IIB - INERTES	
AHTS	90,73%	3,71%	5,56%	0,92
PLSV	66,26%	22,80%	10,93%	1,61
RSV	47,39%	46,49%	6,12%	0,94

Para a fase de operação dos DPs, foram considerados os dados de geração de resíduos dos FPSOs no ano de 2019 referentes à região 3, onde está situado o Polo Pré-sal da Bacia de Santos (PPSBS) e onde os projetos do Etapa 4 se localizam. Quanto às embarcações (PSV e UT) específicas para apoio durante a operação dos empreendimentos, foram observadas as médias de geração das embarcações no ano de 2019 na Bacia de Santos (**Tabela II.2.4.10.7.1-3**).

Tabela II.2.4.10.7.1-3 – Distribuição por classes de resíduos das unidades geradoras – fase de operação – Ano Base 2019.

UNIDADE GERADORA	RESÍDUOS			TOTAL (t/MÊS)
	CLASSE I – PERIGOSOS	CLASSE IIA – NÃO INERTES	CLASSE IIB - INERTES	
PSV	86,40%	7,40%	6,20%	2,75
UT	85,63%	6,84%	7,53%	5,30
FPSO	31,9%	25,1%	43,0%	13,89

A partir de estimativas de duração média das campanhas geológicas/geotécnicas relacionadas aos empreendimentos do Etapa 4, foi

possível estimar a geração de resíduos para a fase de planejamento (**Tabela II.2.4.10.7.1-4**).

Tabela II.2.4.10.7.1-4 – Geração de resíduos por classes esperada para a etapa de planejamento do Etapa 4.

ATIVIDADE	TIPO DE EMBARCAÇÃO	DURAÇÃO MÉDIA DA CAMPANHA (DIAS)	NÚMERO DE EMBARCAÇÕES NA ATIVIDADE	NÚMERO DE CAMPANHAS	RESÍDUOS CLASSE I – PERIGOSOS (t)	RESÍDUOS CLASSE IIA – NÃO INERTES (t)	RESÍDUOS CLASSE IIB - INERTES (t)	TOTAL (t)
Investigação geológica/geotécnica – resíduos gerados nas embarcações	PLSV/RSV	45	1	3,25	3,68	1,95	0,57	6,20
Investigação geológica/geotécnica – resíduos gerados nas amostragens		45	1	3,25			5,425	5,425
TOTAL								

A partir das informações apresentadas no **subitem II.2.4.6.7 - Duração e Periodicidade das operações de instalação**, foi possível estimar a geração de resíduos para a instalação dos projetos. Os quantitativos para os DPs seguem na **Tabela II.2.4.10.7.1-5**.

Tabela II.2.4.10.7.1-5 – Geração de resíduos, por classe, esperada para as etapas de instalação de um DP.

ATIVIDADE	TIPO DE EMBARCAÇÃO	DURAÇÃO MÉDIA DA OPERAÇÃO (DIAS)	NÚMERO DE EMBARCAÇÕES NA ATIVIDADE	RESÍDUOS CLASSE I – PERIGOSOS (t)	RESÍDUOS CLASSE IIA – NÃO INERTES (t)	RESÍDUOS CLASSE IIB - INERTES (t)	TOTAL (t)
Pré-Ancoragem	AHTS	60	2	3,35	0,14	0,21	3,69
	AHTS (com ROV)	60	1	1,67	0,07	0,10	1,85
Ancoragem	AHTS	14	2	0,78	0,03	0,05	0,86
	AHTS (reboque)	14	4	1,56	0,06	0,10	1,72
	AHTS (com ROV)	14	1	0,39	0,02	0,02	0,43
Interligação	PLSV	900	1	31,99	11,01	5,28	48,28
	RSV	900	1	13,31	13,06	1,72	28,10
	AHTS	900	1	25,11	1,03	1,54	27,68
Lançamento de gasoduto	PLSV	900	1	31,99	11,01	5,28	48,28
TOTAL				110,16	36,42	14,29	160,88

A geração global esperada em toda fase de instalação do Projeto Etapa 4 é apresentada na **Tabela II.2.4.10.7.1-6**.

Tabela II.2.4.10.7.1-6 – Geração de resíduos, por classe, esperada para toda a etapa de instalação.

EMPREENDIMENTO	RESÍDUO			TOTAL (t)
	CLASSE I – PERIGOSOS (t)	CLASSE IIA – NÃO INERTES (t)	CLASSE IIB - INERTES (t)	
13 DPs	1432,12	473,51	185,80	2091,43

A geração anual prevista de resíduos durante a operação dos DPs é apresentada na **Tabela II.2.4.10.7.1-7**.

Tabela II.2.4.10.7.1-7 – Geração de resíduos, por classe, esperada para a etapa de operação de cada DP.

CLASSE I – PERIGOSOS	RESÍDUO (t/ano)		CLASSE IIB – INERTES	TOTAL (T/ANO)
	CLASSE IIA – NÃO INERTES			
53,92	42,4		72,60	169,0

Em relação às atividades de apoio que ocorrem durante a fase de operação, os dados de entrada disponíveis foram apresentados no **subitem II.2.4.8 Descrição das Operações de Apoio Naval durante a Operação** e foram balizados no Planejamento da PETROBRAS. Sendo assim, é possível estimar a geração de resíduos de todas as embarcações PSV e UT até o ano de 2029 para a Bacia de Santos.

Para as embarcações PSV a geração anual prevista de resíduos em toda a Bacia de Santos encontra-se na **Tabela II.2.4.10.7.1-8**.

Tabela II.2.4.10.7.1-8 – Geração incremental de resíduos, por classe, esperada para a etapa de operação das embarcações de apoio PSV na Bacia de Santos ao longo dos anos.

ANO	FROTA ESTIMADA	RESÍDUOS (t/ano)			TOTAL (t/ano)
		CLASSE I – PERIGOSOS	CLASSE IIA – NÃO INERTES	CLASSE IIB – INERTES	
2026	5	144,44	12,37	10,36	167,16
2027	10	288,85	24,74	20,73	334,32
2028	12	346,62	29,69	24,87	401,19
2029	13	375,51	32,16	26,95	434,62

Para as embarcações UT a geração prevista de resíduos em toda a Bacia de Santos está apresentada na **Tabela II.2.4.10.7.1-9**. Para esta embarcação, a quantidade de atracções não se altera ao longo dos anos.

Tabela II.2.4.10.7.1-9 – Geração de resíduos, por classe, esperada para a etapa de operação das embarcações de apoio UT na Bacia de Santos.

ANO	FROTA ESTIMADA	RESÍDUOS (t/ano)			TOTAL (t/ano)
		CLASSE I – PERIGOSOS	CLASSE IIA – NÃO INERTES	CLASSE IIB – INERTES	
2026 - 2029	11	606,55	48,44	53,34	708,34

Sobre o gerenciamento, destaca-se que os resíduos permanecem armazenados nos FPSOs em local próprio para tal finalidade e, posteriormente, são transportados para o continente e destinados a empresas especializadas e licenciadas para o correto tratamento e disposição final.

Os resíduos gerados nas atividades do Projeto Etapa 4 serão transportados em caçambas, contêineres, tambores ou *big bags* devidamente identificados e, ao serem desembarcados no porto, serão tratados de acordo com o Plano de Gerenciamento de Resíduos Sólidos da Bacia de Santos.

Os resíduos orgânicos alimentares serão os únicos resíduos que não serão destinados para tratamento em terra. Esses resíduos serão triturados em partículas com tamanho inferior a 25 mm, segundo as especificações determinadas na Convenção MARPOL, sendo posteriormente descartados ao mar. 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 nas embarcações para substituição imediata em casos de quebra ou manutenção do triturador em operação. Todos os resíduos descartados no mar serão registrados no livro de resíduos da embarcação conforme estabelecido pela MARPOL. O **Quadro II.2.4.10.7.1-1** apresenta os principais resíduos e rejeitos gerados nos FPSOs, o local de geração, o acondicionamento adotado e o tratamento/disposição previstos.

Quadro II.2.4.10.7.1-1 – Resíduos gerados nos FPSO.

RESÍDUO/REJEITOS	LOCAL DE GERAÇÃO A BORDO	ACONDICIONAMENTO	TRATAMENTO/DISPOSIÇÃO
Restos Alimentares	Refeitório	Não há (tratamento no próprio FPSO)	Trituração e descarte no mar, de acordo com legislações vigentes
Resíduos Oleosos	Lavagem de convés, tanques, bombas, manutenção de motores e produção	Armazenados em tambores ou tanques	Coprocessamento; Destinados a indústrias de refinamento de óleo ou aterros industriais
Resíduos Contaminados	Produção, manutenção, limpeza de linhas, manutenção	Armazenados em tambores e bags	Enviados para coprocessamento ou aterros industriais
Produtos Químicos	Produção, manutenção, reparos, pinturas	Armazenados em tambores, tanques e bags	Enviados para coprocessamento, reaproveitamento ou aterros industriais
Lodo Residual do Esgoto Tratado	Estação de tratamento de efluentes sanitários	Armazenados em tambores	Enviados para estações de tratamento ou aterros industriais
Resíduos Recicláveis	Atividades administrativas, manutenção	Armazenados em big bags ou tambores	Destinados a empresas de reciclagem
Resíduo Comum	Atividades administrativas, hotelaria	Armazenados em tambores e bags	Destinados para aterros sanitários ou industriais, coprocessamento
Resíduos Ambulatoriais	Enfermaria	Armazenados em tambores lacrados	Destinados para incineração ou descontaminação e disposição em aterros sanitários
Demais Resíduos Perigosos (lâmpadas, baterias, pilhas)	Manutenção de equipamentos e da área operacional	Armazenados em tambores, bags, outros	Coprocessamento; Destinados para descontaminação, reciclagem, acondicionamento, aterros industriais

Para estimar o incremento da geração de resíduos esperada do Projeto Etapa 4 em relação aos projetos já existentes ou em licenciamento na Bacia de Santos, foram feitas as considerações abaixo listadas.

Todas as estimativas consideram o ano base de 2019 e a região 3 (onde está inserido o PPSBS), conforme apresentado na **Tabela II.2.4.10.7.1-10**.

Tabela II.2.4.10.7.1-10 – Total de resíduos gerados e desembarcados (Região 3 da Bacia de Santos – PCP 2019).

RESÍDUOS (t/ano)			TOTAL (t/ano)
CLASSE I – PERIGOSOS	CLASSE IIA – NÃO INERTES	CLASSE IIB – INERTES	
11.292,89	1.958,33	3.710,39	16.961,61

Outra ressalva importante é sobre a geração de resíduos decorrentes da operação de embarcações do tipo PSV e UT. Na **Tabela II.2.4.10.7.1-11** e na **Tabela II.2.4.10.7.1-12** foram estimadas as gerações esperadas para essas embarcações em toda a Bacia de Santos até o ano de 2029. Para estimar o cenário de pico, serão mantidos os mesmos valores fixados no último ano.

Os cronogramas dos empreendimentos que ainda não estão em operação no PPSBS estão passíveis de serem alterados, sendo temerário apresentar anualmente a caracterização do aumento de geração de resíduos sólidos no PPSBS.

De forma conservadora, o cenário de pico considera a soma da geração observada no PCP em 2019 com a geração estimada para todos os empreendimentos do tipo DP do Projeto Etapa 4 na fase de operação (**Tabela II.2.4.10.7.1-10**). Esses dados resultam na geração de resíduos sólidos apresentada na **Tabela II.2.4.10.7.1-11**.

Tabela II.2.4.10.7.1-11 – Estimativa de geração de resíduos sólidos durante o cenário de pico na região 3 da Bacia de Santos.

EMPREENDIMENTOS EM OPERAÇÃO	RESÍDUOS (t/ano)			TOTAL (t/ano)
	CLASSE I – PERIGOSOS	CLASSE IIA – NÃO INERTES	CLASSE IIB – INERTES	
30 (17 operando em 2019 + 13 do etapa 4)	19.928,63	3.455,88	6.547,74	29.932,25

A geração esperada correspondente ao Projeto Etapa 4, no cenário de pico considerado, é de cerca de 75% superior ao total gerado em 2019.

Por fim, para estimar a geração de resíduos durante a etapa de desativação dos DPs considerou-se o período de seis meses para que sejam concluídas as atividades referentes ao abandono dos poços, remoção e destinação de linhas e equipamentos dos sistemas de ancoragem e coleta. Além disso, a partir das premissas adotadas no gerenciamento dos resíduos no PPSBS, foram estimados os seguintes valores na geração dos resíduos durante a desativação dos DPs (Tabela II.2.4.10.7.1-12).

Tabela II.2.4.10.7.1-12 – Estimativa de geração de resíduos durante a etapa de desativação para DP.

RESÍDUO	DPS	
	TONELADAS	%
Classe I	86-90	67
Classe II-A	5-6	8
Classe II-B	30-31	25
TOTAL	121-127	100

B.4.1.1. Caracterização Química, Físico-Química e Toxicológica das Substâncias Passíveis de Descarga durante a Instalação e Operação.

As seções anteriores apresentaram a descrição das atividades previstas para o Projeto Etapa 4, indicando que em algumas destas é necessário o uso de produtos químicos. Além disso, em algumas atividades são gerados efluentes passíveis de descarte no mar.

Este subitem apresenta as características físico-químicas e ecotoxicológicas dos óleos produzidos e dos efluentes gerados nas atividades de desenvolvimento da produção a serem desenvolvidas no âmbito do Etapa 4, além de indicar os produtos químicos de uso potencial com suas respectivas funções nestas atividades.

Os laudos e planilhas laboratoriais das análises químicas e ecotoxicológicas são apresentados na íntegra no **ANEXO II.2.4.13-1**, indicando as metodologias de coleta das amostras, os métodos analíticos, os limites de detecção e a significância dos resultados obtidos.

II.2.4.10.8 Óleo Produzido

Com o objetivo de apresentar a caracterização dos óleos que serão produzidos nas atividades do âmbito do Projeto Etapa 4, foram selecionados oito óleos considerados representativos dos diferentes projetos abordados no presente estudo, para fins de avaliação de impactos ambientais. A **Tabela II.2.4.10.7.1-1** associa a origem dos óleos e as atividades por estes representadas.

Tabela II.2.4.10.7.1-1 – Lista dos óleos selecionados para representar os projetos.

ÓLEO	ATIVIDADE REPRESENTADA NO ETAPA 4
Mero	DP de Mero FR
	DP de Três Marias
Buzios	DP de Buzios 9
	DP de Buzios 10
	DP de Buzios 11
	DP de Buzios 12
Atapu	DP de Atapu 2
Sépia	DP de Sépia 2
Sururu	Piloto de Sururu Central
Tupi	DP de Revitalização de Tupi 1
Sagitário	DP de Sagitário
Carcará	DP de Uirapuru 1
	DP de Aram 1

A caracterização físico-química destes óleos é apresentada na **Tabela II.2.4.10.7.1-2** à **Tabela II.2.4.10.7.1-9**. O óleo morto refere-se àquele obtido nas condições de tanque, também designado como óleo produzido. Propriedades adicionais àquelas apresentadas nas tabelas mencionadas encontram-se no **ANEXO II.2.4.13-1**.

Os dados dos ensaios ecotoxicológicos agudo e crônico encontram-se na **Tabela II.2.4.10.7.1-10** e na **Tabela II.2.4.10.7.1-11**. Sempre que disponíveis são apresentados dados ecotoxicológicos do óleo proveniente do mesmo poço indicado nas **Tabela II.2.4.10.7.1-2** a **Tabela II.2.4.10.7.1-9**. Em caso de indisponibilidade de dados ecotoxicológicos para o óleo desses poços, são apresentados dados disponíveis de outros poços do mesmo campo, visando representar as características do reservatório/campo, em atendimento ao Termo de Referência.

Tabela II.2.4.10.7.1-2 – Caracterização do Óleo da Área de Mero.

MERO - ANÁLISE PVT DO FLUIDO DO POÇO 2-ANP-0002A-RJS (5548-5560m, TFR-01)	
COMPONENTES	ÓLEO MORTO (% molar)
CO ₂	0,0
N ₂	0,0
C1	0,0
C2	0,0
C3	0,33
IC4	0,15
NC4	0,5
IC5	0,4
NC5	0,81
C6	2,22
C7	5,12
C8	7,61
C9	7,45
C10	6,53
C11	5,66
C12	5,15
C13	5,1
C14	4,26
C15	4,02
C16	3,09
C17	2,58
C18	2,78
C19	2,57
C20+	33,67
Teor de Enxofre	0,328% m/m
Grau API	28°
Viscosidade dinâmica (20°C)	168,4 mPa.s @ 20°C
Ponto de Fluidez	Máximo: 03°C Mínimo: -39°C

Tabela II.2.4.10.7.1-3 – Caracterização do Óleo da Área de Buzios.

BUZIOS - ANÁLISE PVT DO FLUIDO DO POÇO 9-RJS-0716 (5354.5-5410.0m, TFR-01)	
COMPONENTES	ÓLEO MORTO (% molar)
CO ₂	0,0
N ₂	0,0
C1	0,0
C2	0,0
C3	0,52
IC4	0,26
NC4	1,03
IC5	0,76
NC5	1,58
C6	3,48
C7	6,30
C8	8,07
C9	6,16
C10	5,07
C11	4,42
C12	3,94
C13	4,24
C14	3,60
C15	3,40
C16	2,29
C17	2,09
C18	2,32
C19	2,13
C20+	38,36
Teor de enxofre	0,312% m/m
Grau API ^o	28 ^o
Viscosidade Dinâmica (20°C)	43,8 mPa.s @ 25°C
Ponto de Fluidez (Máximo – Mínimo)	Máximo: 3°C Mínimo: -42°C

Tabela II.2.4.10.7.1-4 – Caracterização do Óleo da Área de Atapu.

ATAPU - ANÁLISE PVT DO FLUIDO DO POÇO 1-RJS-711 (5053.0-5125.0m, TLD-01)	
COMPONENTES	ÓLEO MORTO (% molar)
CO ₂	0,0
N ₂	0,0
C1	0,0
C2	0,0
C3	0,53
IC4	0,24
NC4	1,01
IC5	0,69
NC5	1,37
C6	2,90
C7	5,61
C8	7,29
C9	6,50
C10	5,69
C11	4,88
C12	4,33
C13	4,40
C14	3,62
C15	3,58
C16	2,76
C17	2,53
C18	2,60
C19	2,43
C20+	37,05
Teor de Enxofre	0,394% m/m
Grau API ^o	27,7
Viscosidade dinâmica (20°C)	91 mPa.s @ 20°C
Ponto de Fluidez (Máximo – Mínimo)	Máximo: 12 °C Mínimo: -30 °C

Tabela II.2.4.10.7.1-5 – Caracterização do Óleo da Área de Sururu.**SURURU - ANÁLISE PVT DO FLUIDO DO POÇO 1-RJS-656 (5528.0-5680.0m, TFR-01)**

COMPONENTES	ÓLEO MORTO (% molar)
CO ₂	0,0
N ₂	0,0
C1	0,0
C2	0,0
C3	0,33
IC4	0,15
NC4	0,55
IC5	0,40
NC5	0,89
C6	2,26
C7	4,29
C8	6,49
C9	6,18
C10	5,99
C11	4,98
C12	4,48
C13	4,37
C14	3,81
C15	3,57
C16	2,81
C17	2,46
C18	2,50
C19	2,16
C20+	41,32
Teor de Enxofre	0,36% m/m
Grau API ^o	27,8 ^o
Viscosidade dinâmica (20°C)	63,6 mPa.s @ 20°C
Ponto de Fluidez	6°C

Tabela II.2.4.10.7.1-6 – Caracterização do Óleo da Área de Sépia.

SÉPIA - ANÁLISE PVT DO FLUIDO DO POÇO 1-RJS-0691 (5104.3-5134.3m, TFR-01)	
COMPONENTES	ÓLEO MORTO (% molar)
CO ₂	0,0
N ₂	0,0
C1	0,0
C2	0,0
C3	0,72
IC4	0,35
NC4	1,34
IC5	0,96
NC5	1,76
C6	3,51
C7	6,02
C8	7,45
C9	6,45
C10	5,56
C11	4,76
C12	4,22
C13	4,24
C14	3,45
C15	3,40
C16	2,59
C17	2,35
C18	2,38
C19	2,10
C20+	36,37
Teor de Enxofre	0,38% m/m
Grau API ^o	26,2
Viscosidade dinâmica (20°C)	109,7 mPa.s @20°C
Ponto de Fluidez (Máximo – Mínimo)	Máximo: 9°C Mínimo: -18°C

Tabela II.2.4.10.7.1-7 – Caracterização do Óleo da Área de Tupi.

TUPI - ANÁLISE PVT DO FLUIDO DO POÇO 3-RJS-0680 (4810.0-4863.0m, TFR-01)	
COMPONENTES	ÓLEO MORTO (% molar)
CO ₂	0,0
N ₂	0,0
C1	0,0
C2	0,0
C3	0,51
IC4	0,26
NC4	0,99
IC5	0,80
NC5	1,49
C6	3,48
C7	6,46
C8	8,43
C9	7,48
C10	6,45
C11	5,29
C12	4,64
C13	4,63
C14	3,83
C15	3,63
C16	2,68
C17	2,38
C18	2,44
C19	2,14
C20+	32,02
Teor de Enxofre	0,301% m/m
Grau API ^o	32,4
Viscosidade dinâmica (20°C)	51,1 mPa.s @ 20°C
Ponto de Fluidez (Máximo – Mínimo)	Máximo: -18°C Mínimo: -36°C

Tabela II.2.4.10.7.1-8 – Caracterização do Óleo da Área de Sagitário.

SAGITÁRIO - ANÁLISE PVT DO FLUIDO DO POÇO 1-SPS-0098 (6230.0-6303.0m, TFR-01)	
COMPONENTES	ÓLEO MORTO (% molar)
CO ₂	0,0
N ₂	0,0
C1	0,0
C2	0,0
C3	0,22
IC4	0,21
NC4	0,82
IC5	0,90
NC5	1,55
C6	3,83
C7	6,69
C8	8,59
C9	6,80
C10	5,43
C11	4,55
C12	3,89
C13	4,26
C14	3,58
C15	3,32
C16	2,65
C17	2,32
C18	2,42
C19	2,25
C20+	35,70
Teor de Enxofre	0,131% m/m
Grau API ^o	32,3
Viscosidade dinâmica (20°C)	68,8 mPa.s @ 20°C
Ponto de Fluidez (Máximo – Mínimo)	Máximo: 12°C Mínimo: -27°C

Tabela II.2.4.10.7.1-9 – Caracterização do Óleo da Área de Carcará.**CARCARÁ - ANÁLISE PVT DO FLUIDO DO POÇO 3-SPS-0105 (5957.86m, TFR-01A)**

COMPONENTES	ÓLEO MORTO (% molar)
CO ₂	0,0
N ₂	0,0
C1	0,0
C2	0,0
C3	0,41
IC4	0,23
NC4	0,65
IC5	0,62
NC5	0,9
C6	2,5
C7	5,5
C8	8,01
C9	7,04
C10	5,77
C11	4,98
C12	4,42
C13	5,01
C14	4,73
C15	3,98
C16	3,17
C17	2,81
C18	2,88
C19	2,55
C20+	33,84
Teor de Enxofre	0,223% m/m
Grau API ^o	31 ^o
Viscosidade dinâmica (25°C)	22 mPa.s @ 25°C
Ponto de Fluidez	12°C

Tabela II.2.4.10.7.1-10 – Resultados dos ensaios ecotoxicológicos da fração dispersa (FDA) de óleos representativos dos projetos do Etapa 4.

ÓLEO ⁽¹⁾ (nº do Laudo)	TOXICIDADE AGUDA ⁽²⁾ <i>Mysidopsis juniae</i>			TOXICIDADE CRÔNICA ⁽³⁾ <i>Lytechinus variegatus</i>	
	CL 50 (96h) %	IC_inf %	IC_sup %	CENO %	CEO %
	Mero (Laudo nº 987/2015)	30,78	37,75	25,09	50
Búzios (Laudo nº 1975/2014)	72,17	63,33	82,24	50	100
Atapu (Laudo nº 765/2014)	21,02	15,23	29,02	25	50
Sépia (Laudo nº 1931/2014)	46,65	35,68	61	50	100
Sururu (Laudo nº 7190/2011)	10,15	8,52	12,10	6,25	12,5
Tupi (Laudo nº 0897/2013)	24,43	21,21	28,13	3,12	6,25
Sagitário (Laudo nº 1036/2014)	30,4	22,8	40,7	25	50
Carcara ⁽⁴⁾	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D

Legenda:

CL50 - Concentração letal para 50% dos organismos após 96 horas de exposição.

IC_inf - Intervalo de Confiança Inferior.

IC_sup - Intervalo de Confiança Superior.

CEO – menor concentração testada com efeito observado.

CENO – maior concentração testada em que não foram observados efeitos adversos.

FDA – Fração Dispersa do óleo em Água (os valores em percentuais a que os resultados se referem são da fração aquosa)

Metodologias de Ensaio

Nota 1: Os dados de ecotoxicidade apresentados referem-se a amostras de óleo dos poços 3-RJS-731 (Mero), 1-SPS-98 (Sagitário), 3-RJS-721 (Sepia), 1-RJS-656 (Sururu), 9-RJS-716 (Buzios), 1-RJS-711 (Atapu), 9-LL-12D (Tupi).

Nota 2: ABNT NBR 15469 (2007)/ABNT NBR 15308 (2011). Para os ensaios de Sururu, ABNT NBR 15469 (2007)/ABNT NBR 15308 (2005).

Nota 3: ABNT NBR 15469 (2007)/ABNT NBR 15350 (2012). Para os ensaios de Sururu, ABNT NBR 15469 (2007)/ABNT 15350 (2006).

Nota 4: Os resultados dos testes de toxicidade para o óleo de Carcará não estão disponíveis. Quando os projetos representados pelo óleo de Carcara entrarem em produção, serão realizados ensaios ecotoxicológicos e estes serão enviados ao IBAMA.

Tabela II.2.4.10.7.1-11 – Resultados dos ensaios ecotoxicológicos da fração solúvel (FSA) de óleos representativos dos projetos do Etapa 4.

ÓLEO ⁽¹⁾ (nº do Laudo)	TOXICIDADE AGUDA ⁽²⁾ <i>Mysidopsis juniae</i>			TOXICIDADE CRÔNICA ⁽³⁾ <i>Lytechinus variegatus</i>	
	CL 50 (96h) %	IC_inf %	IC_sup %	CENO %	CEO %
Mero (Laudo nº 987/2015)	15,21	12,44	18,60	25	50
Búzios (Laudo nº 1975/2014)	30,08	27,02	33,47	25	50
Atapu (Laudo nº 765/2014)	17,45	16,71	18,23	12,5	25
Sépia (Laudo nº 1931/2014)	15,39	13,91	17,03	50	100
Sururu (Laudo nº 7190/2011)	23,33	20,61	26,41	12,5	25
Tupi (Laudo nº L 0897/2013)	46,31	38,51	55,70	6,25	12,5
Sagitário (Laudo nº 1036/2014)	>100	-	-	100	>100
Carcara ⁽⁴⁾	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D

Legenda:

CL50 - Concentração letal para 50% dos organismos após 96 horas de exposição.

IC_inf - Intervalo de Confiança Inferior.

IC_sup - Intervalo de Confiança Superior.

CEO – menor concentração testada com efeito observado.

CENO – maior concentração testada em que não foram observados efeitos adversos.

FSA – Fração Solúvel do óleo em Água (os valores em percentuais a que os resultados se referem são da fração aquosa)

Metodologias de Ensaio.

Nota 1: Os dados de ecotoxicidade apresentados referem-se a amostras de óleo dos poços 3-RJS-731 (Mero), 1-SPS-98 (Sagitário), 3-RJS-721 (Sepia), 1-RJS-656 (Sururu), 9-RJS-716 (Búzios), 1-RJS-711 (Atapu), 9-LL-12D (Tupi).

Nota 2: ABNT NBR 15469 (2007)/ABNT NBR 15308 (2011). Para os ensaios de Sururu, ABNT NBR 15469 (2007)/ABNT NBR 15308 (2005).

Nota 3: ABNT NBR 15469 (2007)/ABNT NBR 15350 (2012). Para os ensaios de Sururu, ABNT NBR 15469 (2007)/ABNT 15350 (2006).

Nota 4: Os resultados dos testes de toxicidade para o óleo de Carcará não estão disponíveis. Quando os projetos representados pelo óleo de Carcara entrarem em produção, serão realizados ensaios ecotoxicológicos e estes serão enviados ao IBAMA.

II.2.4.10.9 Água Produzida

O tratamento da água produzida para descarte é definido pelos parâmetros estabelecidos pela Resolução CONAMA nº 393/2007.

Considerando que os reservatórios dos empreendimentos previstos no Etapa 4 ainda não estão gerando água produzida, a **Tabela II.2.4.10.7.1-1** e a **Tabela**

II.2.4.10.7.1-2 apresentam, como exemplo, a caracterização físico-química e a Tabela II.2.4.10.7.1-3 a caracterização ecotoxicológica de uma amostra de água produzida de um empreendimento do Polo Pré-Sal (FPSO Cidade de São Paulo), tomando por base os parâmetros definidos por esta resolução. A Figura II.2.4.10.7.1-1 apresenta o parâmetro orgânico hidrocarbonetos totais de petróleo (HTP) para uma amostra do empreendimento citado, através de perfil cromatográfico. Ressaltamos que quando iniciada a produção e o descarte da água produzida pelos empreendimentos previstos no Etapa 4, a Petrobras irá realizar a coleta e análise desta água para realização da caracterização química, físico-química e toxicológica, conforme parâmetros solicitados no Termo de Referência, sendo os resultados encaminhados posteriormente à CGMAC/IBAMA.

Tabela II.2.4.10.7.1-1 – Caracterização Físico-Química e Ecotoxicológica de uma amostra de Água Produzida do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Compostos Inorgânicos, Radioisótopos e Parâmetros Complementares.

FPSO Cidade de São Paulo - PARÂMETROS DE MONITORAMENTO					
Amostra nº 367858/2018-1.0 da saída do flotador em 27/07/2018 – Compostos inorgânicos e parâmetros complementares, com exceção do Nitrogênio Amoniacal Total					
Amostra nº 9248/2018-1 da saída do flotador em 27/07/2018 – Nitrogênio Amoniacal Total e Radioisótopos					
COMPOSTOS INORGÂNICOS	UNIDADE	VALOR	LD	LQ	METODOLOGIA DE ANÁLISES E ENSAIOS
Arsênio (As)		0,00125	0,00007	0,0005	
Bário (Ba)		13	0,0017	0,005	
Cádmio (Cd)		<0,00050	0,00024	0,0005	
Cromo (Cr)		<0,0050	0,0009	0,005	
Cobre (Cu)		<0,00050	0,00009	0,0005	
Ferro (Fe)	(mg/L)	5,9	0,045	0,05	EPA 6020A
Merúrio (Hg)		<0,000050	0,000045	0,00005	
Manganês (Mn)		0,303	0,0024	0,005	
Níquel (Ni)		<0,0050	0,0028	0,005	
Chumbo (Pb)		<0,0050	0,0007	0,005	
Vanádio (V)		<0,0050	0,0026	0,005	
Zinco (Zn)		0,121	0,0006	0,005	
RADIOISÓTOPOS					
Rádio 226		<0,75	NA	NA	EPA Method 903.0
Rádio 228	Bq/L	0,09	NA	NA	EPA Method 904.0
PARÂMETROS COMPLEMENTARES					
Carbono Orgânico Total	mg/L	10	0,70	2,0	SMWW 22, Ed, 2012 - 5310 - TOC - B
Oxigênio Dissolvido		0		5	SM 4500 OG
pH	NA	6,2		NA	SM 4500 H + B
Salinidade (NaCl)	mg/L	122	NA	0,1	SMWW 22 ed, 2012 - 2520 B
Densidade	g/L	1		NA	SM 2510 B
Temperatura	°C	52		NA	SM 2550-A
Sólidos Totais		108.506	5	10	SMWW 22 ed, 2012- 2540 B e E
Nitrogênio Amoniacal Total	mg/L	112.22	NA	NA	Standard Methods 4500-NH3-(B, NESSLER)
Sulfetos		0,365	0,002	0,050	SM 4500 S2-D,H

Legenda:

LD - Limite de Detecção

LQ - Limite de Quantificação

NA- Não Aplicável

Tabela II.2.4.10.7.1-2 – Caracterização Físico-Química e Ecotoxicológica de uma amostra de Água Produzida do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Compostos Orgânicos.

FPSO Cidade de São Paulo - PARÂMETROS DE MONITORAMENTO

Amostra nº 367858/2018-1.0 da saída do flotor em 27/07/2018 – Compostos inorgânicos e parâmetros complementares, com exceção do Nitrogênio Amoniacal Total

COMPOSTOS ORGÂNICOS	UNIDADE	VALOR	LQ	LD	METODOLOGIA DE ANÁLISES E ENSAIOS
HPA's		49	0,09	0,18	
Naftaleno		20	0,005	0,010	
Acenafteno		0,21	0,005	0,010	
Acenaftaleno		0,51	0,005	0,010	
Antraceno		<0,010	0,005	0,010	
Fenantreno		1,4	0,005	0,010	
Fluoreno		0,44	0,005	0,010	
Fluoranteno		0,14	0,005	0,010	
Pireno		0,13	0,005	0,010	USEPA 8270 D 2007
Benzo(a)antraceno		<0,010	0,005	0,010	
Benzo(a)pireno	(µg/L)	<0,010	0,005	0,010	
Benzo(b)fluoranteno		<0,010	0,005	0,010	
Benzo(k)fluoranteno		<0,010	0,005	0,010	
Criseno		<0,010	0,005	0,010	
Benzo(ghi)perileno		<0,010	0,005	0,010	
Dibenzo(a,h)anthraceno		<0,010	0,005	0,010	
Indeno(1,2,3-cd)pireno		<0,010	0,005	0,010	
Benzeno		5378	5	10	
Tolueno		2012	5	10	
Etilbenzeno		57	0,5	1	USEPA 8260 C - 2006
o-Xilenos		131	0,5	1	
m,p-Xilenos		278	1	2	
HTP	-	Ver Figura II.2.4.13.2-1	NA	NA	USEPA 8015 D 2003
Fenóis	(mg/L)	<0,0020	0,001	0,002	SMWW 22 ed, 2012 - 5530 C

Legenda:

LOD – Limite de Detecção.

LOQ – Limite de Quantificação.

NA – Não Aplicável.

Tabela II.2.4.10.7.1-3 – Caracterização Ecotoxicológica de uma amostra de Água Produzida do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

FPSO Cidade de São Paulo - PARÂMETROS DE MONITORAMENTO

Amostra nº 3528357 da saída do floteador em 05/03/2018 – Toxicidade aguda

Amostra nº 1961/20 da saída do floteador em 05/11/2020 – Toxicidade crônica

ENSAIOS DE TOXICIDADE AGUDA com *Mysidopsis juniae*

PARÂMETRO	UNIDADE	VALOR	METODOLOGIA DE ANÁLISES E ENSAIOS
CL 50 (96h)	%	3,76	ABNT NBR 15308 (2017)

ENSAIO DE TOXICIDADE CRÔNICA com *Echinometra Lucunter*

CEO	%	25	NORMA ABNT – NBR 15350 (2020)
CENO		12,5	

Legenda:

CL50 – Concentração letal para 50% dos organismos após 96 horas de exposição.

CEO – menor concentração testada com efeito observado.

CENO – maior concentração testada em que não foram observados efeitos adversos.

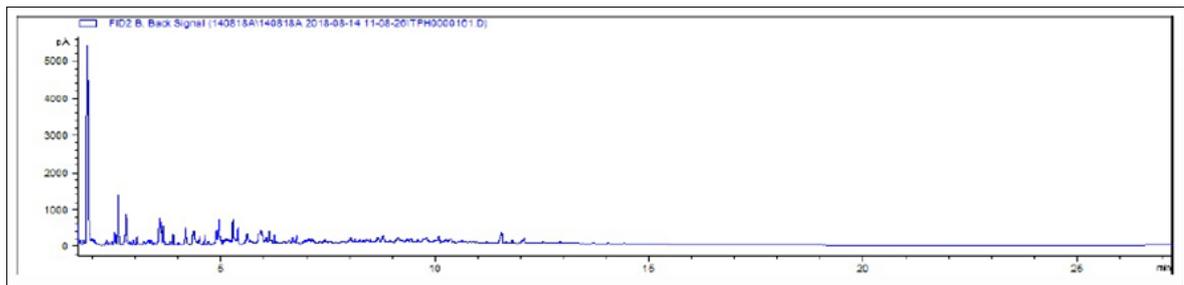


Figura II.2.4.10.7.1-1 – Cromatografia da análise de HTP da amostra de água produzida (Amostra nº 367858/2018-1.0 da saída do floteador em 27/07/2018).

II.2.4.10.10 Aditivos e Produtos Químicos

São chamados de aditivos químicos os produtos químicos utilizados nos sistemas de processamento de óleo e gás, no sistema de injeção e nas linhas do sistema de coleta e elevação.

O **Quadro II.2.4.10.7.1-1** apresenta a lista dos produtos químicos que poderão ser utilizados nestas atividades, bem como sua função e local de utilização (sistema). As fichas de segurança dos principais aditivos químicos (FISPQs) encontram-se no **ANEXO II.2.4.2.1-1**. Ressalta-se que em decorrência da dinâmica do mercado e aquisição dos produtos por licitação os produtos comerciais que efetivamente estarão disponíveis para uso poderão ser diferentes dos que aqui estão apresentados.

Quadro II.2.4.10.7.1-1 – Lista de Produtos químicos de uso previsto no Etapa 4.

FUNÇÃO	SISTEMA	PRODUTOS QUÍMICOS (EXEMPLO)
Ácido		Ácido Acético 75%
Antiespumante	Planta de Processamento (tratamento de óleo)	DORF OG 801D
	Tratamento de água do mar para injeção (membranas da URS)	MB 5068
Biocida de choque	Tratamento de água do mar para injeção (desaeradora)	MB 5075
	Linhas submarinas (hibernação)	TOLCIDEPS75
Biocida contínuo	Tratamento de água do mar para injeção (aplicação após desaeradora)	Bactirep
Biocida	Slop tank/ Tanque de água produzida / Tanque de óleo <i>off-spec</i> /	BIOC10168NR
Biodispersante	Tratamento de água do mar para injeção	BACTIREP 50 QT
Biostático	Slop tank/ Tanque de água produzida / Tanque de óleo <i>off-spec</i>	BIOTREAT 4682
Corante traçador	Dutos	Fluorene R2
Desemulsificante	Planta Processamento (tratamento de óleo) / Sistema de Injeção Poços (<i>Subsea</i>)	Dissolvan 974
Fluido hidráulico base água	Linhas e equipamentos submarinos	OCEANIC HW 525P; MacDermid HW443 e Castrol Transaqua DW
Hidróxido de sódio	Planta Processamento (tratamento de óleo)	Soda cáustica líquida 18%
Inibidor de Asfaltenos	Sistema de Injeção Poços (<i>Subsea</i>)	LA 3283 B
Inibidor de Corrosão	Planta de Processamento (tratamento gás)	CORR14101A
	Planta Processamento (tratamento gás) / Sistema de Injeção Poços (<i>Subsea</i>)	Etanol
Inibidor de Hidratos	Planta Processamento (tratamento gás) / Sistema de Injeção Poços (<i>Subsea</i>) / Teste de Estanqueidade de Linhas / Linhas e equipamentos submarinos	Monoetilenoglicol - MEG
	Planta de Processamento (tratamento de óleo)	DORF OG 179B
Inibidor de incrustação	Sistema de Injeção Poços (<i>Subsea</i>)	Scal 16970SP
	Tratamento de água do mar para injeção	SOLVSCALE OG 160B
Inibidor de Parafinas	Sistema de Injeção Poços (<i>Subsea</i>)	EC 6588 A
Limpeza Ácida		Scaletreat SD 15227
Limpeza Alcalina	Limpeza de Membranas da URS e da UF	Scaletreat SD 14458
Polieletrólito	Planta Processamento (tratamento de água produzida)	FLOCTREAT 14343
Sequestrante de cloro e oxigênio	Tratamento de água do mar para injeção / Tratamento de água doce	OR 6012
Sequestrante de oxigênio	Planta de Processamento (tratamento de água produzida)	BULAB 9602
	Linhas submarinas (hibernação)	BULAB 9602
	Sistema de Transferência de Óleo	Fongrasorb NROL
Sequestrante de H ₂ S	Sistema de Injeção Poços (<i>Subsea</i>)	MAXSCAV OG 5500B
	Planta de processamento (tratamento de gás)	Scavtreat 1134
Nitrato de cálcio ou nitrato de sódio	Unidade de remoção de sulfatos	Biotreat 4676

II.2.4.10.11 Aditivos Químicos da Unidade de Remoção de Sulfatos (URS)

Os aditivos químicos a serem utilizados na Unidade de Remoção de Sulfatos (URS) serão, inicialmente, inibidor de incrustação, sequestrante de cloro e biocida de choque durante uma hora, de 3 a 7 vezes por semana, cujas FISPQs são apresentadas no **ANEXO II.2.4.2.1-1**. Além destes, a depender da configuração da URS, também pode ser necessário o uso de biocida contínuo e mais um biocida de choque na água a ser injetada no poço.

A lista dos limiares de ecotoxicidade estudados, em diferentes cenários (com e sem adição de biocida) para uma amostra do efluente da URS (rejeito) do FPSO P-66 é apresentada na **Tabela II.2.4.10.7.1-1**. Os laudos dos testes de ecotoxicidade encontram-se no **ANEXO II.2.4.13-1**. Os valores referem-se ao percentual da concentração inicial do efluente em testes agudo e crônico realizados com *Mysidopsis juniae* e *Lytechinus variegatus* (equinodermata), respectivamente.

Observa-se que o valor mais restritivo refere-se à Concentração de Efeito Não Observado – CENO de 2,14% da concentração inicial do efluente com biocida no ensaio crônico.

Tabela II.2.4.10.7.1-1 – Limiares de ecotoxicidade aguda e crônica com *Mysidopsis juniae* e *Echinometra Lucunter*, considerados para amostra do efluente da Unidade de Remoção de Sulfatos (URS) do FPSO P-66, em diferentes cenários de adição de produtos químicos.

FPSO P-66 – LIMIARES DE ECOTOXICIDADE

Amostra nº 5674995 de ponto antecedendo o descarte para o corpo receptor em 05/03/2021 – toxidade aguda com biocida

Amostra nº 5675025 de ponto antecedendo o descarte para o corpo receptor em 05/03/2021 – toxidade crônica com biocida

Amostra nº 5674994 de ponto antecedendo o descarte para o corpo receptor em 05/03/2021 – toxidade aguda sem biocida

Amostra nº 5675024 de ponto antecedendo o descarte para o corpo receptor em 05/03/2021 – toxidade crônica sem biocida

LIMIAR	EFLUENTE COM BIOCIDA	EFLUENTE SEM BIOCIDA
ENSAIOS DE TOXICIDADE AGUDA com <i>Mysidopsis juniae</i>		
CL50 96h	34,26%	69,81%
ENSAIOS DE TOXICIDADE CRÔNICA com <i>Echinometra Lucunter</i>		
CEO	4,28%	34,91%
CENO	2,14%	17,45%
Método de Ensaio: ABNT NBR 15308 (2017)/ABNT NBR 15350 (2020)		

Legenda:

CL50 – Concentração letal para 50% dos organismos após 96 horas de exposição.

CEO – menor concentração testada com efeito observado.

CENO – maior concentração testada em que não foram observados efeitos adversos.

Conforme apresentado no **subitem II.2.4.11.5 – Efluentes da Unidade de Remoção de Sulfato**, periodicamente é necessário realizar a limpeza das membranas da URS, utilizando produtos específicos para a lavagem ácida e para a lavagem alcalina. A **Tabela II.2.4.10.7.1-2** apresenta os limiares de ecotoxicidade aguda e crônica dos efluentes de lavagem destes produtos em amostras coletadas no FPSO Cidade de Ilhabela. Os valores de ecotoxicidade estão apresentados em percentual de diluição.

Tabela II.2.4.10.7.1-2 – Limiar de ecotoxicidade aguda e crônica de amostras do efluente de lavagem da URS do FPSO Cidade de Ilhabela.

FPSO Cidade de Ilhabela – LIMIARES DE ECOTOXICIDADE		
LIMIAR (%)	EFLUENTE DE LAVAGEM ÁCIDA	EFLUENTE DE LAVAGEM ALCALINA
Amostra nº 1730372 de ponto antecedendo o descarte para o corpo receptor em 06/06/2016 – toxidade aguda limpeza ácida		
Amostra nº 1730371 de ponto antecedendo o descarte para o corpo receptor em 06/06/2016 – toxidade crônica limpeza ácida		
Amostra nº 1730274 de ponto antecedendo o descarte para o corpo receptor em 04/06/2016 – toxidade aguda limpeza alcalina		
Amostra nº 1730275 de ponto antecedendo o descarte para o corpo receptor em 04/06/2016 – toxidade crônica limpeza alcalina		
ENSAIOS DE TOXICIDADE AGUDA com <i>Mysidopsis juniae</i>		
CL50	7,63%	0,43%
ENSAIOS DE TOXICIDADE CRÔNICA com <i>Echinometra Lucunter</i>		
CEO	6,25%	3,13%
CENO	3,13%	1,56%
Método de Ensaio: ABNT NBR 15308 (2011)/ABNT NBR 15350 (2012)		

Legenda:

CL50 – Concentração letal para 50% dos organismos após 96 horas de exposição.

CEO – menor concentração testada com efeito observado.

CENO – maior concentração testada em que não foram observados efeitos adversos.

Os laudos de análise ecotoxicológicas destes efluentes estão apresentados no **ANEXO II.2.4.13-1**. A Petrobras realizará a coleta de amostras do efluente da operação normal das URS dos projetos do Etapa 4 quando estas entrarem em operação, para os períodos com e sem a adição do biocida de choque, bem como de amostras do efluente proveniente do processo de limpeza das membranas para realização dos ensaios ecotoxicológicos (testes agudo e crônico), sendo os resultados encaminhados posteriormente para a CGMAC/IBAMA.

II.2.4.10.12 Aditivos Químicos do Teste Hidrostático

Para realização do teste hidrostático das linhas rígidas é utilizada uma solução de água do mar e um corante orgânico à base de fluoresceína a 20% (Fluorene R2) em uma concentração de 40 ppm, com o objetivo de detectar possíveis vazamentos ou falhas ocorridas durante a instalação/conexão do duto.

O Fluorene R2 é um fluido que contém agentes corantes de base orgânica de caráter não-iônico, solúvel em água, biodegradável e não tóxico. É amplamente utilizado na indústria de petróleo como traçador químico na composição de fluidos de testes hidrostáticos.

Os testes de ecotoxicidade desse produto, apresentados no **ANEXO II.2.4.13-1**, demonstraram que a fluoresceína apresentou efeito agudo para o misidáceo (*Mysidopsis juniae*), cuja CL₅₀ 96 h foi de 705,08 ppm. No teste crônico com embriões do ouriço-do-mar (*Lytechinus variegatus*), foram observados efeitos de toxicidade crônica na concentração de 300 ppm de Fluorene R2, não tendo sido mais observados efeitos significativos na concentração de 200 ppm. Vale mencionar que o efeito observado para os organismos-teste *Mysidopsis juniae* e *Lytechinus variegatus*, se deu em concentrações muito superiores àquela que será utilizada na composição do fluido para o teste hidrostático do duto, cuja concentração será de 40 ppm.

Portanto, não são esperados efeitos adversos na biota nas concentrações em que esse produto será utilizado no teste hidrostático.

A **Tabela II.2.4.10.7.1-1** resume os principais resultados obtidos no teste do Fluorene-R2.

Tabela II.2.4.10.7.1-1 – Caracterização Ecotoxicológica de Fluorene-R2.

ENSAIOS DE TOXICIDADE AGUDA com <i>Mysidopsis juniae</i>			
Parâmetro	Unidade	Valor	Metodologia de Análises e Ensaios
CL 50 (96h)	ppm	705	ABNT NBR 15469 (2007)/ABNT NBR 15308 (2011)
ENSAIO DE TOXICIDADE CRÔNICA com <i>Lytechinus variegatus</i>			
CENO	ppm	200	ABNT NBR 15469 (2007)/ABNT NBR 15350 (2006)
CEO		300	

Legenda:

CL50 – Concentração letal para 50% dos organismos após 96 horas de exposição.

CEO – menor concentração testada com efeito observado.

CENO – maior concentração testada em que não foram observados efeitos adversos.

II.2.4.10.13 Aditivos e Produtos Químicos do Fluido de Hibernação

Para os dutos onde há previsão de hibernação por um período superior a 90 dias, o duto será preenchido com água do mar filtrada, fluoresceína (produto à 20%, na dosagem de 40 ppm), sequestrante de oxigênio (160 mg/L de solução de bissulfito de sódio 40%) e biocida (100 mg/L de THPS a 75%), conforme mencionado nos itens II.2.4.10.1.1 C e II.2.4.10.2.1 C. Estes compostos químicos são necessários para inibir os processos corrosivos decorrentes dos agentes presentes na água do mar (oxigênio e bactérias). Desta forma, garante-se a integridade estrutural dos *risers* e confiabilidade do sistema de injeção durante a vida útil dos projetos.

Entretanto, durante o procedimento de comissionamento, por conta da geometria interna das ferramentas de instalação, um volume residual de produtos químicos (componentes do fluido de hibernação) será liberado no mar, conforme mencionado anteriormente.

As FISPQs dos produtos químicos que compõem o fluido de hibernação são apresentadas no **ANEXO II.2.4.2.1-1**. A **Tabela II.2.4.10.7.1-1** apresenta os limiares de ecotoxicidade para o fluido de hibernação.

Tabela II.2.4.10.7.1-1 –

ENSAIOS DE TOXICIDADE AGUDA com <i>Mysidopsis juniae</i>			
Parâmetro	Unidade	Valor	Metodologia de Análises e Ensaios
CL 50 (96h)	%	4,76	ABNT NBR 15469 (2015)/ABNT NBR 15308 (2017)
ENSAIO DE TOXICIDADE CRÔNICA com <i>Echinometra lucunter</i>			
Parâmetro	Unidade	Valor	Metodologia de Análises e Ensaios
CENO	%	0,781	ABNT NBR 15469 (2015)/ABNT NBR 15350 (2020)
CEO		1,56	

II.2.4.10.14 Aditivos e produtos químicos de outras atividades da fase de instalação

Além dos aditivos químicos associados aos testes hidrostáticos e à hibernação de linhas, durante a fase de instalação há previsão de liberação de inibidor de hidrato (MEG) no mar, conforme descrito anteriormente (**item II.2.4.6.4**).

O MEG, empregado como inibidor de hidratos, atua na remoção de umidade do interior de linhas e de equipamentos, sendo aplicado em mangueiras de injeção de produtos químicos de umbilicais eletrohidráulicos, em *HUBs* de conexão nas derivações da malha de exportação e do sistema de coleta, em *pigs* com colchões de MEG utilizados na secagem de gasodutos rígidos, dentre outros.

Para o controle remoto dos equipamentos submarinos de produção é utilizado o fluido hidráulico base água, sendo aplicado, principalmente, nas mangueiras dos umbilicais eletrohidráulicos que conduzem o fluido entre a UEP e os equipamentos submarinos para acionamento de válvulas de segurança e controle de fluxo.

As FISPQs do MEG e do fluido hidráulico base água são apresentadas no **ANEXO II.2.4.2.1-1**. A FISPQ do fluido hidráulico apresenta resultados de análise de ecotoxicidade aguda e crônica com *Mysidopsis juniae* e *Echinometra lucunter*, respectivamente. Para o MEG, são apresentados laudos das análises de ecotoxicidade no **ANEXO II.2.4.13.-1**.

A **Tabela II.2.4.10.7.1-1** apresenta os limiares de ecotoxicidade para o MEG e para o fluido hidráulico base aquosa.

Tabela II.2.4.10.7.1-1 – Caracterização ecotoxicológica do MEG e do fluido hidráulico base aquosa.

LIMIAR	MEG	FLUIDO HIDRÁULICO BASE ÁGUA
ENSAIOS DE TOXICIDADE AGUDA com <i>Mysidopsis juniae</i>		
CL50 96h	83,80 mg/L	15,99 ppm
ENSAIOS DE TOXICIDADE CRÔNICA com <i>Echinometra Lucunter</i>		
CEO	15,63 mg/L	15,62 ppm
CENO	7,81 mg/L	7,81 ppm

II.2.4.10.14.1 Caracterização das Emissões Atmosféricas durante a Operação das Unidades de Produção

As principais fontes de emissões atmosféricas oriundas das atividades dos Desenvolvimentos de Produção (DPs) são os processos de combustão para geração de energia (elétrica e térmica) e queima de gás em tocha.

Em função da concentração de CO₂ presente no gás produzido pelos reservatórios do Pré-Sal, uma das premissas desta produção é a separação deste CO₂ e a sua reinjeção no reservatório.

As emissões dos gases de efeito estufa (GEE) foram estimadas a partir de protocolos baseados em cálculos estequiométricos e fatores de emissão empregados pela indústria^{13,14} considerando premissas conservadoras como fatores de emissão e dados de consumo nominal de combustível. Os fatores de conversão para CO₂ equivalente (CO_{2eq}) foram: 21 para metano (CH₄) e 310 para óxido nitroso (N₂O).

Durante a fase de instalação/desativação, as principais fontes de emissão operam consumindo somente diesel em virtude da indisponibilidade de gás natural produzido. Já na fase de operação, as emissões são provenientes do consumo de gás natural e diesel na geração de energia (turbogeradores, caldeiras), sistemas de compressão e na queima de gás em tocha (*flare*).

Devido às incertezas intrínsecas ao atual grau de maturidade dos projetos em questão e considerando que esta caracterização é preliminar visando subsidiar a análise da viabilidade ambiental deste conjunto de projetos, deve-se ressaltar que tais estimativas serão reavaliadas e submetidas ao longo deste processo de licenciamento – quando do requerimento das licenças de instalação de cada projeto específico – considerando as informações mais atualizadas (sobre plataforma, cronograma de atividades, condições operacionais, características dos reservatórios e curvas de produção).

Assim, para as próximas etapas do licenciamento ambiental da Etapa 4 do Polo Pré-Sal deverão ser apresentadas estimativas de emissão de gases específicas para cada unidade, contemplando as principais fontes. Como medidas associadas, a Petrobras adotará a otimização na fase de comissionamento e a reinjeção de gás excedente nos projetos de DP, aos moldes do já praticado nos processos de licenciamento ambiental anteriores.

¹³ Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industry. American Petroleum Institute (API), 2001

¹⁴ Compilation of Air Pollutant Emission Factors, AP-42, Volume I: Stationary Point and Area Sources, Fifth Edition. US Environmental Protection Agency (EPA), 1995

II.2.4.10.15 Emissões de GEE das atividades de DPs

Para a instalação e descomissionamento das Unidades Estacionárias de Produção (UEPs) será necessária a mobilização de embarcações que executarão atividades de lançamento e recolhimento das instalações submarinas, além de ancoragem e desancoragem das UEPs. A estimativa de emissão de GEE nestas atividades para cada UEP é apresentada na **Tabela II.2.4.10.14.1-1**.

Tabela II.2.4.10.14.1-1 – Estimativa de emissão de GEE nas atividades de instalação e de descomissionamento de uma UEP do Etapa 4.

INSTALAÇÃO E DESCOMISSIONAMENTO			
ATIVIDADE	TIPO DE EMBARCAÇÃO	TEMPO MÉDIO DA ATIVIDADE (DIAS/PROJETO)	t CO ₂ EQ
Ancoragem / Desancoragem do FPSO	AHTS	148	9.622,20
	PLSV		134.896,04
Lançamento / Recolhimento de instalações submarinas	RSV	1800	22.795,05
	AHTS		117.026,73
	SDSV		12.792,28

A entrada em operação das UEPs previstas para a Etapa 4 também demandará atividades de embarcações de apoio e de aeronaves. Na **Tabela II.2.4.10.14.1-2** e na **Tabela II.2.4.10.14.1-3**, respectivamente, são apresentadas as estimativas de emissões de GEE ocasionadas por estas atividades com a entrada em operação das UEPs previstas para o Etapa 4. A **Tabela II.2.4.10.14.1-3** apresenta a estimativa de emissões devido ao incremento das atividades de transporte aéreo na fase de operação.

Tabela II.2.4.10.14.1-2 – Estimativa de emissões devido ao incremento das atividades de embarcações de apoio.

ANO	EMISSIONES DE GEE (TCO ₂ EQ/ANO)		
	PSV	UT	LH
2024	10.562,50	3.727,39	2.387,72
2025	19.013,60	4.471,65	2.864,65
2026	46.477,69	8.943,30	2.864,65
2027	118.306,84	13.414,95	5.729,30
2028	143.658,31	13.414,95	5.729,30
2029	152.108,80	13.414,95	5.729,30
2030	158.446,67	13.414,95	5.729,30
2031	164.784,53	13.414,95	5.729,30
2032	164.784,53	13.414,95	5.729,30
2033	164.784,53	13.414,95	5.729,30
2034	164.784,53	13.414,95	5.729,30
2035	164.784,53	13.414,95	5.729,30
2036	164.784,53	13.414,95	5.729,30
2037	164.784,53	13.414,95	5.729,30
2038	164.784,53	13.414,95	5.729,30
2039	164.784,53	13.414,95	5.729,30
2040	164.784,53	13.414,95	5.729,30
2041	164.784,53	13.414,95	5.729,30
2042	164.784,53	13.414,95	5.729,30
2043	164.784,53	13.414,95	5.729,30
2044	164.784,53	13.414,95	5.729,30
2045	164.784,53	13.414,95	5.729,30
2046	164.784,53	13.414,95	5.729,30
2047	164.784,53	13.414,95	5.729,30
2048	164.784,53	13.414,95	5.729,30
2049	164.784,53	13.414,95	5.729,30
2050	164.784,53	13.414,95	5.729,30
2051	164.784,53	13.414,95	5.729,30
2052	164.784,53	13.414,95	5.729,30

Tabela II.2.4.10.14.1-3 – Estimativa de emissões devido ao incremento das atividades de transporte aéreo.

ANO	EMISSIONES DE GEE (T/ANO)
2023	455
2024	999
2025	1.807
2026	6.577
2027	13.680
2028	15.126
2029	14.500
2030	10.723
2031	13.415
2032	13.415
2033	13.415
2034	13.415
2035	13.415
2036	13.415
2037	13.415
2038	13.415
2039	13.415
2040	13.415
2041	13.415
2042	13.415
2043	13.415
2044	13.415
2045	13.415
2046	13.415
2047	13.415
2048	13.415
2049	13.415
2050	13.415
2051	13.415
2052	13.415
2053	13.415
2054	13.415
2055	13.415

As principais emissões ocasionadas pela operação de um FPSO estão associadas aos processos de combustão para geração de energia (turbogeradores, motogeradores e caldeira), turbocompressão, ventilação e queima em tocha.

Durante a fase de instalação das atividades de DPs, período em que o FPSO está sendo ancorado na locação e sendo preparado para a interligação dos poços, o sistema de geração de energia essencial opera com diesel.

Após a ancoragem e interligação do primeiro poço produtor, inicia-se a produção do primeiro óleo, o comissionamento do sistema de óleo, compressores e planta de gás combustível utilizando diesel como fonte de energia, alinhando o gás associado para a tocha.

Assim que a planta de gás combustível é comissionada, o gás associado é disponibilizado para a geração de energia e o excedente continua sendo destinado à tocha até o início da reinjeção do gás. A partir desta fase, a utilização do gás produzido aumenta gradativamente até atingir um índice de aproveitamento de gás de 95% (em relação ao produzido) ao final de 8 meses.

A partir do nono mês do primeiro óleo, a planta de produção se estabiliza e a utilização do gás associado é otimizada com índice mínimo de 98%, salvo durante os períodos de eventual instabilidade operacional, por tempo de justificada necessidade para a correção de falha em algum sistema, com a mínima queima de gás em tocha e a geração de energia com gás combustível, estabilizando o padrão de emissões da atividade de DP.

Por fim, após a operação da atividade de DP, tem-se a fase de desativação. As principais fontes de energia voltam a consumir diesel em virtude do fechamento dos poços e redução da produção de gás até o encerramento das atividades de descomissionamento.

Ao longo da fase de operação (normal) as emissões de GEE de uma atividade de DP são estimadas na ordem 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 dos reservatórios associados conforme apresentado na **Tabela II.2.4.10.14.1-4**.

Tabela II.2.4.10.14.1-4 – Estimativa média de emissões de gases de efeito estufa nas atividades de DP do Projeto Etapa 4.

FPSO	FONTES DE EMISSÃO	ESTIMATIVA DE EMISSÃO DE GEE (t CO ₂ eq / mês)			
		INSTALAÇÃO (DURAÇÃO: 3-4 MESES)	COMISSIONAMENTO E ESTABILIZAÇÃO ¹ (DURAÇÃO: 9 MESES)	OPERAÇÃO ² (DURAÇÃO: 7-30 ANOS)	DESATIVAÇÃO (DURAÇÃO: 6 MESES)
FPSO Teórico 1	Geração de Energia Elétrica	7 mil	43 mil	7- 47 mil	27 mil
	Queima de Gás em Tocha ³		60 mil	2-18 mil	
	Turbocompressão	Não se aplica	6 mil	8 - 34 mil	Não se aplica
	Ventilação ⁴		0,16 mil		
FPSO Teórico 2	Geração de Energia Elétrica	7 mil	43 mil	2- 60 mil	17 mil
	Queima de Gás em Tocha ³		65 mil	3-15 mil	
	Turbocompressão	Não se aplica	6 mil	3 - 16 mil	
	Ventilação ⁴		2,4 mil		Não se aplica
Pioneiro de Libra ⁵	Geração de Energia Elétrica	0,36 mil		19 mil	0,27 mil
	Queima de Gás em Tocha ³		Não se aplica		3 mil
	Turbocompressão	Não se aplica			Não se aplica
	Ventilação ⁴			0,30 mil	Não se aplica

Nota 1: Turbogeneradores e turbocompressores consumindo gás natural gradativamente a partir do 3º mês. Estimam-se 6 meses de comissionamento + 3 meses de estabilização da planta.

Nota 2: Considerados todos os TGs e TCs em operação com consumo nominal de gás natural.

Nota 3: Faixa de valores médios estimados de queima de gás em tocha conforme índice de utilização do gás associado, curva de produção e composição do gás dos reservatórios em questão.

Nota 4: Consideradas as seguintes fontes de ventilação: tanque de slop, tanque de carga e unidade de amina onde aplicável.

Nota 5: Pioneiro de Libra possui planta de gás já comissionada e não possui turbocompressores.

Fonte: SIGEA, PETROBRAS.

II.2.4.10.16 Gases de Efeito Estufa nos Reservatórios

A porcentagem em massa e volume dos gases CO₂ e CH₄ medido em amostras das correntes de gás em cada reservatório a ser produzido nas atividades de DP está apresentada na **Tabela II.2.4.10.14.1-1**.

Tabela II.2.4.10.14.1-1 – Porcentagem em massa e volume de gases de efeito estufa nas correntes de gás.

PROJETO	% m/m		% v/v	
	CO ₂	CH ₄	CO ₂	CH ₄
DP de Búzios 9	37,57	33,86	23,64	58,45
DP de Búzios 10	37,57	33,86	23,64	58,45
DP de Búzios 11	37,57	33,86	23,64	58,45
DP de Búzios 12	37,57	33,86	23,64	58,45
Mero FR	62,1	21,6	44,2	42,7
DP de Atapu 2	56,14	23,48	39,6	45,43
DP de Sépia 2	57,59	22,79	40,78	44,28
Piloto de Sururu Central	35,63	26,53	25,12	51,3
DP de Uirapuru	0,02	45,29	0,01	70,16
DP de Sagitário	0,02	45,29	0,01	70,16
DP de Revit. de Tupi I	30,35	39,15	17,91	63,51
DP de Aram 1	0,02	45,29	0,01	70,16
DP de Três Marias	70,12	16,75	3,08	10,63

Ressalta-se que o projeto do FPSO Teórico 2 foi concebido de forma a reinjetar a corrente rica em CO₂ separada do gás produzido durante a produção, antes da exportação, já os projetos do FPSO Teórico 1 e do FPSO Pioneiro de de Libra reinjetarão todo o gás produzido, com exceção do gás consumido para geração de energia no próprio FPSO. A princípio, em casos de impossibilidade de reinjeção do gás produzido em um FPSO, a queima da unidade deverá ser mantida dentro dos valores previstos no Programa Anual de Produção apresentado à Agência Nacional de Petróleo (ANP). Considerando que a partir de 2021 o controle passa a ser por Unidade de Produção Marítima e não mais por campo, deve-se adotar medidas de autogestão para manter a queima dentro dos limites previstos e mitigar então a necessidade de redução da produção.

II.2.4.10.17 Gases de Efeito Estufa Reinjetados

A estimativa dos gases de efeito estufa reinjetados durante as atividades do DP é realizada a partir de cálculo de balanço de massa considerando as curvas de produção, a composição do gás produzido de cada reservatório e da seletividade característica das membranas de remoção de CO₂, as quais permitem também a permeação de metano para a corrente de CO₂ a ser reinjetada.

A estimativa de reinjeção acumulada de GEE durante o período de operação para cada atividade do DP é apresentada na **Tabela II.2.4.10.14.1-1**.

Tabela II.2.4.10.14.1-1 – Estimativa de gases de efeito estufa reinjetados durante todo o período de operação dos DPs do Projeto Etapa 4.

PROJETO	GASES DE EFEITO ESTUFA REINJETADOS (t)		
	CO ₂	CH ₄	CO ₂ eq
DP de Aram 1	10.888	27.778.938	694.484.344
DP de Atapu 2	20.845.163	2.515.853	83.741.493
DP de Búzios 9	46.398.947	426.795.971	10.716.298.227
DP de Búzios 10	22.249.364	320.246.282	8.028.406.404
DP de Búzios 11	35.437.649	438.093.957	10.987.786.569
DP de Búzios 12	12.835.865	135.199.856	3.392.832.265
DP de Revit. de Tupi I	43.329.164	33.648.365	884.538.282
DP de Sagitário	2.756	7.030.471	175.764.537
Piloto de Sururu Central	12.371.491	8.057.805	213.816.628
DP de Sépia 2	15.858.040	5.342.730	149.426.297
DP de Três Marias	88.264.983	19.312.572	571.079.283
DP de Uirapuru 1	12.949	33.037.422	825.948.490
DP Mero FR	4.045.934	1.351.895	37.843.314

As vazões mássicas médias mensais de injeção de CO₂ foram calculadas para cada ano de operação de cada DP e constam na **Tabela II.2.4.10.14.1-2**. As massas totais injetadas ao longo dos anos de produção para cada DP são apresentadas ao final da referida tabela.

Tabela II.2.4.10.14.1-2 – Estimativa de massas totais anual de CO₂ injetadas para cada projeto DP.

ANO / PROJETO	DP DE ARAM 1	DP DE ATAPU 2	DP DE BÚZIOS 9	DP DE BÚZIOS 10	DP DE BÚZIOS 11	DP DE BÚZIOS 12	DP DE REVIT. DE TUPI I	DP DE SARGITÁRIO	PILOTO DE SURURU CENTRAL	DP DE SÉPIA 2	DP DE TRÊS MARIAS	DP DE UIRAPURU 1	DP MERO FR
	(t/mês)												
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40.358
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	63.975
2026	0	0	12.511	0	0	0	0	0	0	0	0	0	64.769
2027	0	40.419	90.426	63.475	15.926	0	0	3	16.708	17.219	0	0	44.697
2028	14	82.778	99.875	112.895	82.576	46.231	47.603	22	37.393	79.569	0	0	73.058
2029	30	85.240	85.747	139.864	134.154	46.189	137.175	25	39.922	91.148	126.902	0	50.304
2030	35	80.982	85.515	137.635	140.794	61.774	119.409	20	40.083	95.608	211.487	13	0
2031	35	90.518	88.661	137.705	144.166	53.370	136.416	16	41.609	90.416	230.535	47	0
2032	35	89.779	92.230	129.430	147.945	56.772	126.641	15	42.187	84.201	238.279	47	0
2033	35	76.586	99.104	124.451	148.043	47.463	117.296	13	41.512	79.106	241.326	47	0
2034	35	74.046	108.449	107.116	152.866	45.723	213.267	12	42.785	74.474	252.157	47	0
2035	33	68.600	113.202	102.307	150.423	55.368	125.406	12	44.358	72.075	275.420	47	0
2036	31	62.597	119.758	95.859	147.594	45.806	185.070	10	43.122	69.693	282.627	47	0
2037	30	61.053	135.443	87.931	142.179	45.531	188.239	9	46.342	67.278	288.958	47	0
2038	29	55.927	152.157	73.038	133.335	55.469	145.592	8	46.376	64.768	288.940	47	0
2039	28	50.857	167.592	63.729	126.976	41.287	130.507	7	44.389	61.820	288.995	46	0
2040	28	51.128	174.107	57.345	120.047	39.765	137.555	6	46.392	58.714	289.010	44	0
2041	28	80.077	171.376	49.943	118.830	47.150	130.804	6	0	55.600	289.019	43	0
2042	29	81.644	172.738	43.496	111.893	33.310	118.235	5	0	52.744	289.022	40	0
2043	31	85.917	173.421	40.532	99.363	31.369	123.543	5	0	50.290	289.039	43	0
2044	35	82.293	171.504	45.771	99.559	42.174	118.996	4	0	48.189	288.952	43	0

Continua

Continuação Tabela II.2.4.10.17-2

ANO / PROJETO	DP DE ARAM 1	DP DE ATAPU 2	DP DE BÚZIOS 9	DP DE BÚZIOS 10	DP DE BÚZIOS 11	DP DE BÚZIOS 12	DP DE REVIT. DE TUPI I	DP DE SARGITÁRIO	PILOTO DE SURURU CENTRAL	DP DE SÉPIA 2	DP DE TRÊS MARIAS	DP DE UIRAPURU 1	DP MERO FR
(t/mês)													
2045	35	69.716	179.650	37.846	104.712	35.507	109.025	4	0	47.276	288.959	41	0
2046	35	64.980	181.442	42.331	99.238	32.256	110.991	3	0	44.017	288.909	38	0
2047	35	55.880	167.586	35.710	93.133	36.617	108.515	3	0	17.301	288.843	36	0
2048	35	45.468	153.695	32.976	91.354	32.096	103.393	3	0	0	288.820	35	0
2049	35	41.055	145.088	30.958	89.762	27.967	104.564	3	0	0	288.917	33	0
2050	35	34.568	119.391	27.304	83.791	31.656	102.275	3	0	0	288.844	31	0
2051	35	28.243	118.931	22.168	77.762	31.035	97.751	2	0	0	288.793	31	0
2052	35	25.641	115.130	12.300	68.505	23.895	100.196	2	0	0	288.794	30	0
2053	35	0	119.214	0	28.211	23.877	97.983	2	0	0	288.841	28	0
2054	0	0	126.957	0	0	0	93.669	2	0	0	0	27	0
2055	0	0	125.681	0	0	0	95.955	2	0	0	0	25	0
2056	0	0	0	0	0	0	94.516	2	0	0	0	0	0
2057	0	0	0	0	0	0	90.180	0	0	0	0	0	0
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL INJETADO (T)	10.032	19.991.904	46.398.972	22.249.380	35.099.112	12.835.884	43.329.204	2.712	6.878.136	15.858.072	81.244.656	11.880	3.442.284

II.2.4.10.17.1 Plano de Comissionamento

O processo de comissionamento consiste na aplicação integrada de um conjunto de técnicas e procedimentos de engenharia para verificar, inspecionar e testar cada componente, instrumento e equipamento que faz parte de um módulo ou sistema de produção. Este plano depende dos equipamentos específicos instalados em cada FPSO. No caso dos FPSOs da Etapa 4, muitos encontram-se em processo de projeto, de contratação ou de preparação para contratação, portanto, as características dos equipamentos e do plano de comissionamento ainda não estão disponíveis e serão detalhados quando da solicitação da licença de operação, sendo apresentado neste item um plano preliminar.

O Comissionamento inicia-se ainda no planejamento do projeto, quando são listados todos os sistemas que deverão entrar em operação e é estabelecida a sequência ótima de atividades para garantir a entrada em operação do sistema integrado.

Este planejamento permite diagnosticar etapas críticas, norteando as ações cabíveis na busca dos recursos necessários para que os mesmos estejam disponíveis conforme requerido pelo cronograma, o qual é constantemente verificado e revisado, de acordo com as novas informações que são disponibilizadas com o desenvolvimento do projeto.

No que se refere à planta de processamento dos fluidos, todos os elementos e equipamentos (válvulas, sensores, permutadores, bombas, filtros, vasos de pressão, compressores e seus sistemas auxiliares) são calibrados e testados para verificação da capacidade de operar nas condições de projeto, bem como para detectar, por meio de procedimentos específicos, quaisquer desvios de funcionalidade que indiquem a necessidade de correções de montagem de internos ou, ainda, de substituição de partes ou elementos que apresentem falha intrínseca.

Estes testes englobam, basicamente, os procedimentos finais de limpeza, verificação e inertização, a energização de painéis, a calibração dos instrumentos, os testes de malha de supervisão, controle e intertravamento, para equipamento da planta.

Tais tarefas só podem ser consideradas efetivas quando são executadas a partir do manuseio de fluidos produzidos na locação, após a interligação e comissionamento do primeiro poço produtor, e os equipamentos só podem ser

considerados aceitos após a operação dos mesmos nas vazões mínimas de acordo com as características de fabricação de cada equipamento.

No que se refere às plantas de processamento de gás, os sistemas de compressão são geralmente considerados como mais críticos, face à complexidade dos testes envolvidos no comissionamento, incluindo sistemas de controle de capacidade e proteção da máquina. Tais testes são definidos pelo fabricante.

II.2.4.10.18 Sequência típica de comissionamento

Para os FPSOs do Etapa 4, as atividades citadas anteriormente são realizadas na sequência do processo e deverão seguir a seguinte ordem:

- Sistema de separação;
- Sistema de tratamento e armazenamento do óleo;
- Sistema de compressão principal;
- Sistema de desidratação principal;
- Sistema de gás combustível;
- Sistema de ajuste do ponto de orvalho de hidrocarbonetos;
- Sistema de compressão de gás para exportação, onde aplicável;
- Sistema de compressão de gás para injeção;
- Sistema de recuperação de vapores;
- Sistema de remoção de CO₂, onde aplicável;
- Sistema de compressão de CO₂, onde aplicável;
- Sistema de remoção de H₂S do gás, onde aplicável;
- Sistema de desidratação de gás para exportação, onde aplicável.

A sequência ótima de comissionamento dos sistemas de gás será definida caso a caso, de modo que o aproveitamento do gás produzido seja iniciado o mais breve possível e com vistas a minimizar a queima de gás. Isto pode ser feito a partir da utilização do gás especificado como combustível, seguida da etapa de exportação ou injeção do gás, o que ocorrer primeiro.

No caso das plataformas de produção do projeto Etapa 4, em que os poços injetores estão sendo priorizados, a fase atual do planejamento considera que o

início da injeção do gás ocorrerá antes da exportação, promovendo o aumento significativo do aproveitamento do gás e, conseqüentemente, redução da queima de gás.

De modo a reduzir o tempo requerido para o início da injeção de gás, está sendo considerado para o Projeto Etapa 4 que as etapas referentes à remoção de CO₂ do gás produzido, onde aplicável, somente serão comissionadas a *posteriori*, antes da exportação do gás. Deste modo, o tempo requerido estimado para o início da injeção do gás é de 90 (noventa) dias.

O projeto Mero FR utilizará o navio Pioneiro de Libra em uma locação diferente da atual, logo serão conectados novo poço produtor e injetor. A planta do FPSO Pioneiro de Libra foi comissionada em 2017, antes do primeiro óleo do Teste de Longa Duração de Libra, autorizado por meio da Licença de Operação 1397/2017, Processo IBAMA nº 02022.000330/2014-86. Nessa nova locação será necessário um período de reajuste da planta às condições específicas do poço em produção, estimado em aproximadamente 30 dias.

A repartida da planta de óleo e gás do Pioneiro de Libra consiste na operação do sistema de óleo, compressores principais, unidade de recuperação de vapor, peneiras moleculares, membranas de remoção de CO₂, sistema de gás combustível e compressores de reinjeção, dentre outras atividades.

II.2.4.10.19 Volume de Gás Queimado e Emissão de Gases

Durante o comissionamento, o volume de gás queimado em tocha é estimado a partir da planta de processo, razão gás/óleo, composição do gás, porte dos equipamentos e sequência de comissionamento. Esse volume contempla as vazões mínimas necessárias ao correto comissionamento dos sistemas que viabilizam o início do aproveitamento de gás, o que ocorrerá ao longo do 3º mês de operação.

A queima total em tocha estimada para os FPSOs Teórico 1 e Teórico 2 da Etapa 4 durante o comissionamento é de 148 milhões de m³ em 180 dias. Após esse período, o volume estimado de queima será em função do Índice de Utilização de Gás (IUGA).

A curva de evolução dos valores de IUGA já incorpora a possibilidade de ocorrência de eventos que levam à interrupção da operação dos sistemas de gás esperados durante o processo de comissionamento e estabilização da plataforma. O IUGA de cada plataforma das atividades de DP, no valor de 98%¹⁵, tem previsão de ser alcançado a partir do 9º mês (**Tabela II.2.4.10.17.1-1**).

Para o FPSO Pioneiro de Libra, que atuará no Projeto Mero FR, pelo fato da planta já estar comissionada, estima-se que a queima para repartida da unidade na locação seja de aproximadamente 9 milhões de m³, com a previsão de alcançar o IUGA de 97%¹⁶ a partir do 2º mês. Desta forma, no primeiro mês está previsto o comissionamento e estabilização da planta, com previsão de alcançar o IUGA de 80% (média mensal) e a partir do segundo mês a planta operar de forma estabilizada com média do IUGA de 97%.

As principais fontes e estimativas de emissões de gases estão apresentadas no **subitem II.2.4.14 – Caracterização das Emissões Atmosféricas durante a operação das Unidades de Produção**.

Tabela II.2.4.10.17.1-1 – Índice de utilização de gás durante o comissionamento e estabilização da planta.

MÊS DE PRODUÇÃO (*)	ÍNDICE DE UTILIZAÇÃO DE GÁS NOS FPSOS TEÓRICO 1 E TEÓRICO 2 DO ETAPA 4 (IUGA)
1º	0%
2º	0%
3º	13%
4º	69%
5º	85%
6º	87%
7º	90%
8º	95%
9º	98%

(*) Estima-se seis meses de comissionamento + três meses de estabilização da planta.

¹⁵ De acordo com a Resolução ANP Nº 806, de 17/01/2020, o IUGA deve ser maior ou igual a 98% em unidade de produção marítima cuja produção se inicie em, no mínimo, cinco anos após a publicação desta Resolução.

¹⁶ De acordo com a Resolução ANP Nº 806, de 17/01/2020, o IUGA deve ser maior ou igual a 97% em unidade de produção marítima que já esteja em produção ou cuja produção se inicie em até cinco anos após a publicação desta Resolução.

Vale ressaltar que o volume total de queima de gás e o tempo total para o comissionamento de cada plataforma serão objeto de devido detalhamento, a partir do maior envolvimento das equipes de operação e comissionamento, e submetidos ao longo deste processo de licenciamento, quando do requerimento das Licenças de Operação de cada projeto específico.

II.2.4.16 Caracterização do Escoamento da Produção de Óleo e Gás

O escoamento do óleo produzido e pré-tratado nos FPSOs do Projeto Etapa 4 será realizado através de operações de *offloading* com a utilização de navios aliviadores de posicionamento dinâmico do tipo Aframax ou Suezmax.

A capacidade típica para transporte de óleo destes navios varia de 80 a 160 mil m³, os quais escoarão a produção para terminais no continente. Também poderão ocorrer operações de exportação direta, nas quais o óleo é transportado diretamente para terminais em outros países, sem o transbordo em terminais da costa brasileira. O escoamento de óleo ocorre da mesma forma para Pilotos e DPs.

O escoamento de gás dos Projetos de DP licenciados pelo Projeto Etapa 4 se dará por conexão das unidades de produção aos gasodutos do Sistema Integrado de Escoamento (SIE). O SIE está projetado para escoar até 44 milhões Sm³/d, a configuração integrada da malha possibilita o acesso dos projetos de DP do PPSBS à capacidade de todas as rotas, oferecendo flexibilidade ao escoamento de gás. Assim, o planejamento da capacidade de escoamento é feito de forma integrada entre os campos do PPSBS. A **Figura II.2.4.10.17.1-1** apresenta uma visão do SIE com as três rotas de escoamento.

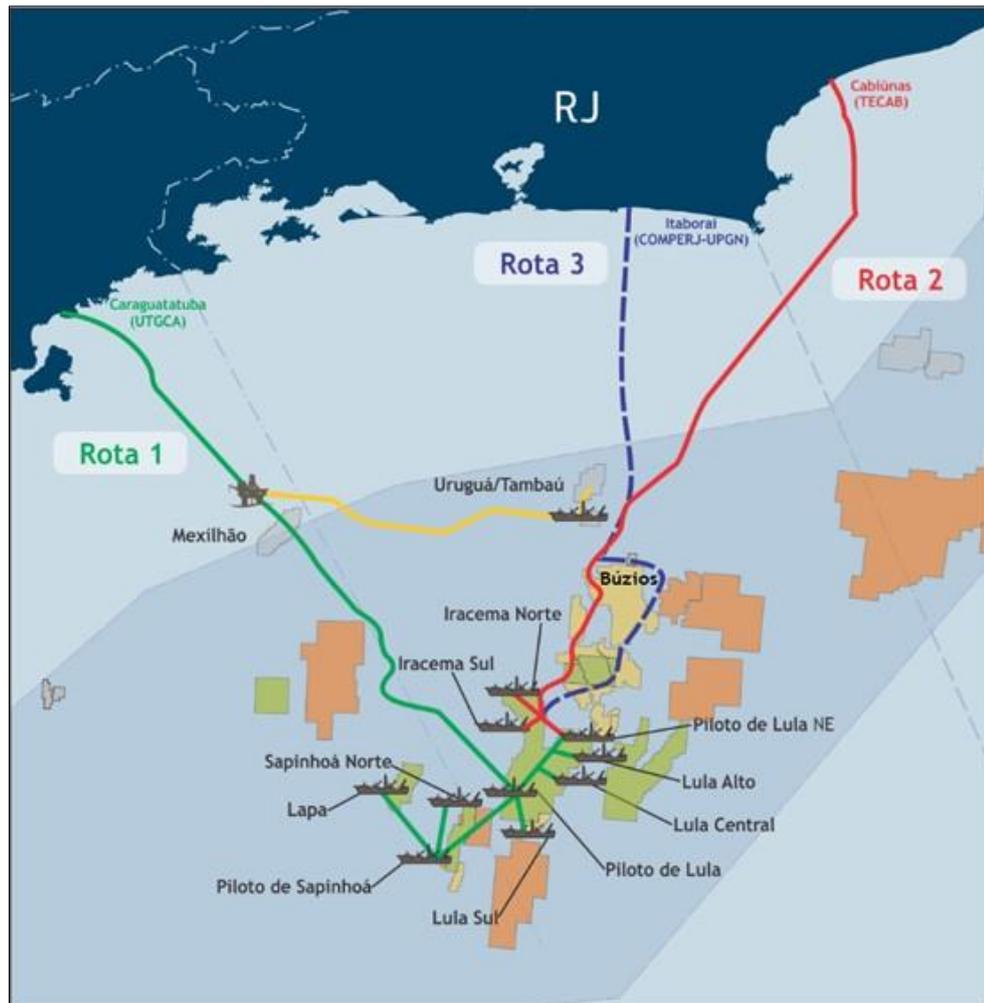


Figura II.2.4.10.17.1-1 – Esquemático da Malha de Escoamento de gás do PPSBS

O Programa Rota 1, em plena capacidade, permite o escoamento de até 10 milhões Sm³/d de gás do PPSBS à UTGCA (Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba). O Programa Rota 1 é composto pelo Gasoduto Tupi-Mexilhão, Gasoduto Mexilhão-UTGCA e UTGCA dentre os quais cabe destacar:

- O Gasoduto Tupi-PMXL-1, interliga o Campo de Tupi à Plataforma de Mexilhão e permite o escoamento de até 10 milhões de Sm³/d de gás do Pré-Sal;
- O Gasoduto PMXL-1-UTGCA possui capacidade de 20 milhões de Sm³/d e viabiliza o desenvolvimento da produção de gás da área de Mexilhão e o

escoamento dos polos Uruguá/Tambaú e do Pré-Sal até a chegada à UTGCA;

- A UTGCA, com capacidade de processamento de até 20 milhões de Sm³/d de gás, permite o processamento do gás rico do Pré-Sal e gás pobre do Pós-Sal.

O Programa Rota 2 do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, que entrou em operação em março de 2016, em plena capacidade agrega à malha 16 MM Sm³/d de capacidade de exportação de gás. Os gasodutos Rota 2, gasoduto Tupi NE – Cernambi e Cernambi- UTGCAB, viabilizam o escoamento do gás para Cabiúnas, onde será tratado, processado e comercializado. Para isto, o UTGCAB passou por adequações para implantação de novas unidades de recebimento e tratamento de gás, além da ampliação da capacidade de processamento de gás natural.

O Programa Rota 3 permite o escoamento de gás do PPSBS até o GasLub. Tal Programa viabilizará o escoamento de até 18 milhões de Sm³/d de gás pelo Gasoduto Rota 3 até as unidades de processamento de gás do GasLub. Além disso, possibilitará que, aproximadamente, 3 milhões de Sm³/d de gás advindos do Gasoduto Rota 2 sejam recebidos e tratados no UTGCAB, para posterior transferência, via GASDUC II e Guapimirim-COMPERJ I, para processamento no GasLub, caso necessário, criando flexibilidade para o processamento de gás entre as unidades. A UPGN do GasLub terá capacidade de processamento de 21 milhões Sm³/d. O início da operação do Programa Rota 3 está previsto para dezembro de 2021.

Juntos, os gasodutos que fazem parte do SIE (Rotas 1, 2 e 3), quando em plena capacidade, permitem o escoamento e processamento de 44 MMm³/d de gás proveniente do PPSBS. Ressalta-se que até a data de entrada total em operação do Programa Rota 3, o escoamento do gás dos DPs será feito pelos gasodutos Rotas 1 e 2, que já se encontram em plena operação. Caso o volume a ser exportado pelos DPs ultrapasse a capacidade da infraestrutura de escoamento disponível, o gás excedente será reinjetado nos reservatórios.

Já a curva de exportação de gás prevista para os projetos do Etapa 4 é apresentada na **Tabela II.2.4.10.17.1-1**, considerando o período de 2024 a 2032. Considerando a curva de produção dos projetos já em operação no PPSBS e as incertezas relacionadas às curvas de produção previstas nos projetos do Etapa 4,

será considerado como alternativas base para o escoamento de gás produzido por estes projetos a ociosidade dos gasodutos do SIE. Alguns projetos do Campo de Tupi já estarão em fase de declínio de produção de gás associado no horizonte citado, desta forma, a entrada em operação dos projetos do Etapa 4 cumprirá o papel de otimizar a utilização dos ativos existentes com a consequente recuperação dos recursos investidos na instalação destes. Ainda assim, caso seja evidenciado que a infraestrutura existente não será suficiente para escoar toda vazão de gás produzido pelos projetos do Etapa 4 e não seja técnica ou economicamente viável a reinjeção de gás no reservatório, outras alternativas poderão ser estudadas, como por exemplo: emprego de navios do tipo FLNG (Floating Liquified Natural Gas) ou CNG (Compressed Natural Gas) ou até mesmo novas rotas de escoamento de gás.

Tabela II.2.4.10.17.1-1 – Curva de exportação prevista para os projetos do Etapa 4.

PROJETOS ETAPA 4	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Curva de Exportação (MM m ³ /d)	0	0	0	5,44	22,65	30,77	33,38	33,24	32,80

Com relação aos projetos de Sagitário e Aram 1, citados no adendo da Fundação Florestal ao TR, a Petrobras informa que ainda estuda as opções para viabilizar o desenvolvimento dos campos, sem ainda ter chegado a uma definição quanto ao aproveitamento do gás, rotas de escoamento e processamento em terra. Quanto à presença de dióxido de carbono (CO₂) e ácido sulfídrico (H₂S), em qualquer que seja o campo desenvolvido, a Petrobras possui tecnologia de separação, tratamento, compressão, injeção etc, de forma que a produção destas acumulações serão sempre realizadas prezando pela vida e pelo respeito ao meio ambiente, obedecendo todas as normas das autoridades competentes. A Petrobras é líder mundial na exploração de petróleo em águas ultraprofundas e usará toda seu know-how para viabiliza-la de forma segura. Além disto, os municípios de Caraguatatuba-SP e São Sebastião-SP foram incluídos na Área de Estudo pelos critérios G, H, I e J.

O óleo produzido nos empreendimentos do Projeto Etapa 4 será escoado pelos navios aliviadores, que poderão recolher a produção de mais de um empreendimento antes de prosseguir até o terminal.

Os terminais previstos para receber o óleo dos DPs do Projeto Etapa 4 são:

- Terminal Maximiano da Fonseca – TEBIG (Angra dos Reis - RJ)
- Terminal Almirante Tamandaré (Ilha d'Água - Rio de Janeiro - RJ)
- Porto do Açú (São João da Barra - RJ)
- Terminal Almirante Barroso – TEBAR (São Sebastião - SP)
- Terminal São Francisco do Sul – TEFran (São Francisco do Sul - SC)
- Terminal Almirante Soares Dutra – TEDUT (Osório - RS)
- Terminal Madre de Deus – TEMADRE (Madre de Deus - BA)
- Terminal de Suape (Suape - PE)

Um detalhamento das operações de alívio realizadas entre janeiro/2018 a outubro/2020 é apresentado no item **II.2.4.17 - Operações de Alívio e Rotas dos Navios Aliviadores**.

II.2.4.17 Operações de Alívio e Rotas dos Navios Aliviadores

O óleo produzido nos empreendimentos do Projeto Etapa 4 será escoado pelos navios aliviadores, que poderão recolher a produção de mais de um empreendimento antes de prosseguir até o terminal.

Os terminais previstos para receber o óleo dos DPs do Projeto Etapa 4 são:

- Terminal Maximiano da Fonseca – TEBIG (Angra dos Reis - RJ)
- Terminal Almirante Tamandaré (Ilha d'Água - Rio de Janeiro - RJ)
- Porto do Açú (São João da Barra - RJ)
- Terminal Almirante Barroso – TEBAR (São Sebastião - SP)
- Terminal São Francisco do Sul – TEFran (São Francisco do Sul - SC)
- Terminal Almirante Soares Dutra – TEDUT (Osório - RS)
- Terminal Madre de Deus – TEMADRE (Madre de Deus - BA)
- Terminal de Suape (Suape - PE)

A **Figura II.2.4.10.17.1-1** apresenta as rotas passíveis de utilização pelos navios aliviadores.

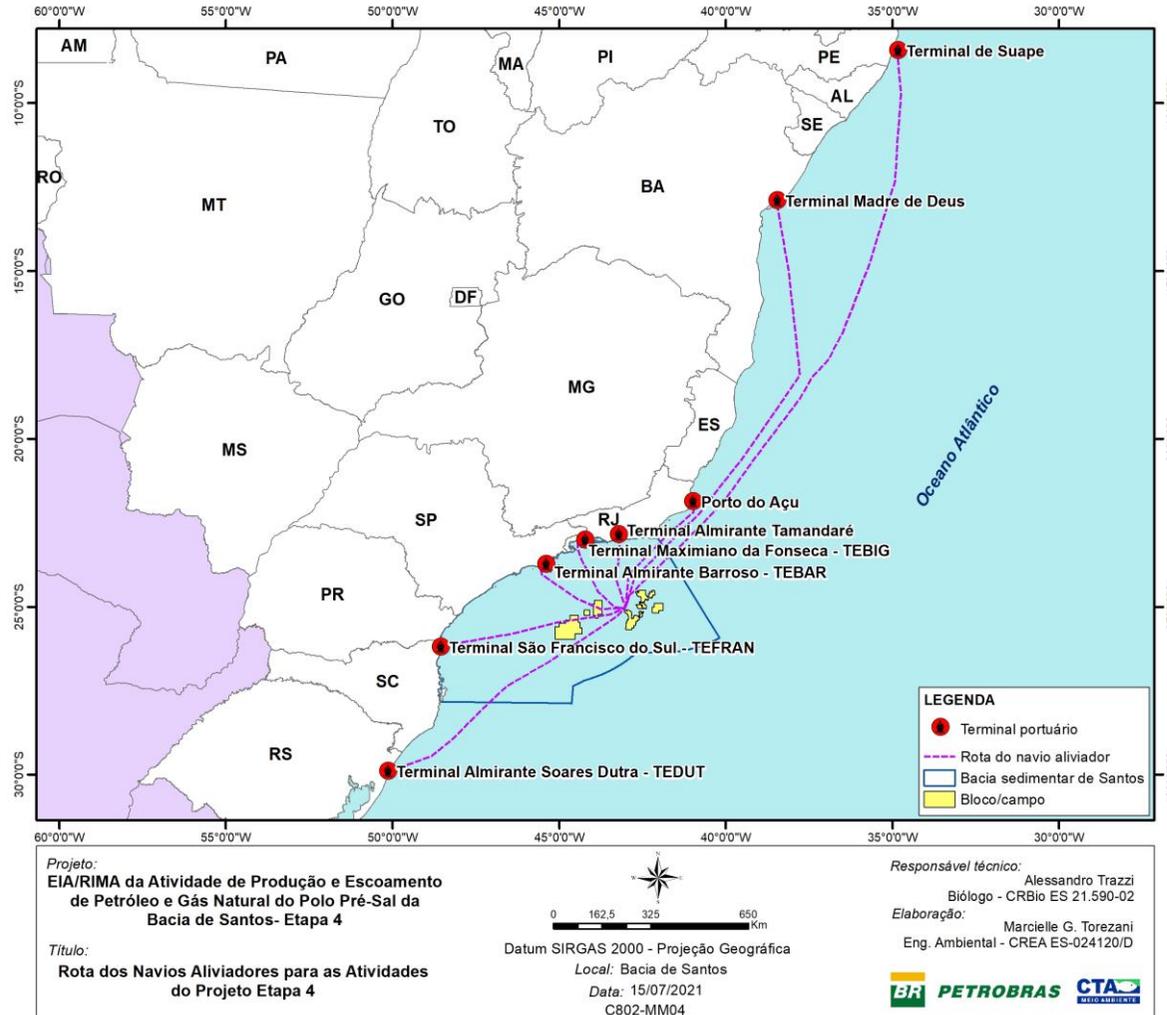


Figura II.2.4.10.17.1-1 – Rotas dos navios aliviadores.

A **Tabela II.2.4.10.17.1-1** apresenta as operações de alívio das Unidades Marítimas de Produção do PPSBS de janeiro de 2018 a outubro de 2020, indicando o consolidado das operações realizadas, os respectivos volumes de óleo transferidos e os locais de destino. O recorte temporal foi realizado com base nas informações prestadas no processo de licenciamento ambiental anterior (Etapa 3) até dezembro/2017 e os dados mais recentes na época da elaboração deste EIA.

O registro "Exportação" na coluna "Destino" refere-se à exportação direta, ou seja, navios aliviadores normalmente de maior porte que transportam o óleo a partir dos campos diretamente para terminais em outros países, sem o transbordo em terminais da costa brasileira.

Tabela II.2.4.10.17.1-1 – Operações de alívio realizadas no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos no período de janeiro/2018 a outubro/2020.

UNIDADE MARÍTIMA (FPSO)	ATIVIDADE	QUANTIDADE DE OPERAÇÕES	CARGA TOTAL (M³)	CARGA POR DESTINO (M³)	DESTINO
Pioneiro de Libra	SPA de Libra	25	1.640.973,84	30.411,52	TEBIG
				79.263,64	FPSO Niteroi
				79.971,89	FPSO Cidade de Santos
				274.856,28	TEMADRE
				129.634,22	Terminal Almirante Tamandaré
				807.348,59	TEBAR
				80.110,38	TEFRAN
				159.377,32	TEDUT
				4.228.313,64	TEBIG
				2.617.650,76	TEBIG (Exportação)
				103.153,44	FPSO Cidade de Itajaí
				111.068,00	FPSO Cidade de Campos dos Goytacazes
				80.450,00	FPSO Cidade de Itaguaí
				151.562,00	FPSO Cidade de Maricá
				431.162,60	FPSO Cidade de Niteroi
				30.000,00	FPSO Cidade de Paraty
				133.622,00	FPSO Cidade de Saquarema
141.991,30	P-58				
77.250,00	P-67				
77.007,04	P-70				
P-74	DP de Búzios 1	253	19.601.899,11	1.313.381,60	P-75
				691.359,62	P-76
				639.384,52	P-77
				78.920,00	FPSO Cidade de Macaé
				933.933,00	Terminal Almirante Tamandaré
				1.049.734,00	TEMADRE
				30.000,00	P-31
				30.000,00	P-50
				101.066,00	P-57
				330.622,90	P-63
				79.954,00	Porto do Açú
				1.124.311,78	TEFRAN
				3.923.380,77	TEBAR
663.174,14	Terminal Suape				
429.446,00	TEDUT				

Continua

Continuação Tabela II.2.4.17-1

UNIDADE MARÍTIMA (FPSO)	ATIVIDADE	QUANTIDADE DE OPERAÇÕES	CARGA TOTAL (m ³)	CARGA POR DESTINO (m ³)	DESTINO
P-75	DP de Búzios 2	140	11.080.809,61	2.605.094,50	TEBIG
				2.569.292,31	TEBIG (Exportação)
				81.465,59	FPSO Cidade de Angra dos Reis
				70.181,00	FPSO Cidade de Caraguatatuba
				54.924,00	FPSO Cidade de Campos dos Goytacazes
				33.979,00	FPSO Cidade de Ilhabela
				80.460,00	FPSO Cidade de Itaguaí
				77.788,00	FPSO Cidade de Maricá
				80.964,00	FPSO Cidade de Niteroi
				126.437,00	FPSO Cidade de Saquarema
				871.406,05	P-74
				220.205,00	P-76
				671.184,08	P-77
				34.866,17	FPSO Pioneiro de Libra
				29.866,00	FPSO Cidade de Macaé
				1.034.170,51	TEMADRE
				73.762,00	P-43
				70.041,00	P-48
				51.799,98	P-63
				390.824,00	TEFRAN
				1.361.176,42	TEBAR
				289.313,00	Terminal Suape
				201.610,00	TEDUT
1.782.689,27	TEBIG				
1.516.584,00	TEBIG (Exportação)				
80.063,92	FPSO Cidade de Angra dos Reis				
80.635,00	P-66				
855.956,71	P-74				
290.598,00	P-75				
306.515,00	P-77				
P-76	DP de Búzios 3	97	8.878.634,07	280.302,00	Terminal Almirante Tamandaré
				414.788,90	TEMADRE
				106.926,00	P-63
				188.918,00	TEFRAN
				2.095.371,00	TEBAR
				423.334,07	Terminal Suape
				65.075,00	TEDUT
				390.877,20	Porto do Açú

Continua

Continuação Tabela II.2.4.17-1

UNIDADE MARÍTIMA (FPSO)	ATIVIDADE	QUANTIDADE DE OPERAÇÕES	CARGA TOTAL (m³)	CARGA POR DESTINO (m³)	DESTINO
P-77	DP de Búzios 4	107	8.700.867,45	1.513.191,63	TEBIG
				1.551.507,00	TEBIG (Exportação)
				100,00	FPSO Cidade de Santos
				55.082,00	FPSO Cidade de São Paulo
				86.201,60	P-67
				561.605,40	P-74
				549.919,00	P-75
				373.372,00	P-76
				49.300,83	FPSO Pioneiro de Libra
				992.333,54	TEMADRE
				62.964,60	P-33
				135.096,00	P-63
				542.071,60	TEFRAN
				1.786.615,25	TEBAR
				190.332,00	Terminal Suape
				251.175,00	TEDUT
				Cidade de Angra dos Reis	Piloto de Tupi
781.463,09	TEBIG (Exportação)				
80.234,19	FPSO Cidade de São Paulo				
34.679,99	FPSO Cidade de Itaguaí				
149.708,88	FPSO Cidade de Paraty				
80.179,32	FPSO Cidade de Saquarema				
78.707,00	P-66				
726.016,38	Terminal Almirante Tamandaré				
145.699,47	TEMADRE				
387.937,99	Porto do Açu				
328.795,66	TEFRAN				
547.481,92	TEDUT				
2.034.765,13	TEBAR				
90.234,51	Exportação				
Cidade de São Paulo	Piloto de Sapinhoá	77	6.340.258,65	1.202.123,89	TEBIG
				72.788,50	TEBIG (Exportação)
				328.452,28	TEMADRE
				166.329,68	Porto do Açu
				1.096.137,73	TEFRAN
				273.282,98	TEDUT
				2.789.323,54	TEBAR
				411.820,05	Exportação

Continua

Continuação Tabela II.2.4.17-1

UNIDADE MARÍTIMA (FPSO)	ATIVIDADE	QUANTIDADE DE OPERAÇÕES	CARGA TOTAL (m³)	CARGA POR DESTINO (m³)	DESTINO
Cidade de Paraty	Piloto de Tupi Nordeste	126	11.359.083,05	2.644.907,22	TEBIG
				405.804,40	TEBIG (Exportação)
				75.066,39	FPSO Cidade de Angra dos Reis
				78.348,81	FPSO Cidade de Itaguaí
				157.719,84	FPSO Cidade de Saquarema
				158.631,41	FPSO Cidade de Saquarema
				78.723,58	P-66
				706.490,29	Terminal Almirante Tamandaré
				255.037,34	TEMADRE
				853.330,46	Porto do Açú
				922.890,84	TEFRAN
				1.001.350,76	TEDUT
				3.624.158,79	TEBAR
				153.629,38	TEBAR (Exportação)
242.993,54	Exportação				
1.894.661,39	TEBIG				
Cidade de Mangaratiba	DP de Iracema Sul	132	13.052.538,72	153.918,38	FPSO Cidade de Itaguaí
				735.845,69	Terminal Almirante Tamandaré
				936.917,70	TEMADRE
				218.723,24	Porto do Açú
				688.789,23	TEFRAN
				3.845.229,59	TEDUT
				3.424.234,86	TEBAR
				1.154.218,64	Exportação
				1.312.267,43	TEBIG
				72.390,50	TEBIG (Exportação)
Cidade de Ilhabela	DP de Sapinhoá Norte	93	8.876.362,30	254.517,70	TEMADRE
				158.441,30	Porto do Açú
				2.806.643,83	TEFRAN
				494.888,60	TEDUT
				2.960.392,54	TEBAR
				816.820,40	Exportação

Continua

Continuação Tabela II.2.4.17-1

UNIDADE MARÍTIMA (FPSO)	ATIVIDADE	QUANTIDADE DE OPERAÇÕES	CARGA TOTAL (m ³)	CARGA POR DESTINO (m ³)	DESTINO
Cidade de Itaguaí	DP de Iracema Norte	134	13.750.905,48	2.869.088,26	TEBIG
				852.762,26	TEBIG (Exportação)
				79.966,65	FPSO Cidade de Mangaratiba
				774.021,93	Terminal Almirante Tamandaré
				427.140,17	TEMADRE
				316.608,65	Porto do Açú
				497.005,19	TEFRAN
				801.239,91	TEDUT
				6.113.053,95	TEBAR
				712.593,15	Exportação
				307.425,36	Porto do Açú
				3.877.722,07	TEBIG
				Cidade de Maricá	DP de Tupi Alto
306.001,79	Exportação				
79.811,88	FPSO Cidade de Angra dos Reis				
357.745,16	Terminal Almirante Tamandaré				
1.030.609,29	Porto do Açú				
1.035.363,94	TEFRAN				
3.203.401,72	TEBAR				
329.042,87	TEDUT				
5.409.333,82	TEBIG				
2.545.928,24	TEBIG (Exportação)				
154.828,59	FPSO Cidade de Maricá				
1.287.031,55	Exportação				
69.056,78	FPSO Cidade de Angra dos Reis				
Cidade de Saquarema	DP de Tupi Central	164	15.072.528,83	656.386,23	Terminal Almirante Tamandaré
				326.555,42	TEMADRE
				80.127,26	P-50
				930.312,84	Porto do Açú
				1.099.575,63	TEFRAN
				2.065.852,93	TEBAR
				157.351,00	FPSO Cidade de Saquarema
				290.188,54	TEDUT
				4.403.321,59	TEBIG
				1.170.577,32	TEBIG (Exportação)
				2.382.325,26	Exportação
				339.371,92	Terminal Almirante Tamandaré
				P-66	DP de Tupi Sul
539.358,98	Porto do Açú				
469.471,21	TEFRAN				
3.640.084,87	TEBAR				
55.570,26	Terminal Suape				
463.990,74	TEDUT				

Continua

Continuação Tabela II.2.4.17-1

UNIDADE MARÍTIMA (FPSO)	ATIVIDADE	QUANTIDADE DE OPERAÇÕES	CARGA TOTAL (m³)	CARGA POR DESTINO (m³)	DESTINO
P-67	DP de Tupi Norte	64	5.484.191,89	2.464.750,07	TEBIG
				454.729,46	Terminal Almirante Tamandaré
				83.203,79	TEMADRE
				551.342,83	Porto do Açu
				386.235,41	TEFRAN
				1.178.480,52	TEBAR
P-68	DP de Berbigão e Sururu	18	1.623.145,43	365.449,81	TEDUT
				114.039,71	Exportação
				1.196.451,27	TEBAR
				272.115,24	TEFRAN
				40.539,21	TEDUT
P-69	DP de Tupi Extremo Sul	84	8.377.687,94	1.116.558,80	TEBIG
				1.412.839,03	Terminal Almirante Tamandaré
				197.860,24	TEMADRE
				169.245,60	Porto do Açu
				953.389,23	TEFRAN
				3.583.757,72	TEBAR
P-70	DP de Atapu 1	4	382.884,62	944.037,32	TEDUT
				139.439,88	TEBIG
				243.444,74	TEBAR

II.2.4.18 Perspectivas e Planos de Expansão

Além dos projetos previsto neste licenciamento do Etapa 4, a Petrobras vem estudando a possibilidade e viabilidade do desenvolvimento de outros projetos, seja em campos já em produção, seja nos blocos já adquiridos pela cia e que iniciaram ou iniciarão seus projetos exploratórios. Tal avaliação depende da perfuração de poços exploratórios, de estudos mais aprofundados dos reservatórios, qualificação de novas tecnologias; bem como da avaliação de resultados obtidos em plataformas que operam e virão a operar em cada campo. Tais projetos, caso se confirmem, serão escopo de Etapas posteriores a esta ora licenciada, já que teriam suas datas de primeiro óleo posteriores a linha de corte adotada na definição do escopo temporal do Etapa 4.