

II.2 – CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE

Os itens solicitados no Termo de Referência (TR) 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**.

Quadro II.2-1 – 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 3”.	II.2.1.1
B	Objetivos da Etapa 3 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 vêm sendo adotadas atualmente para cada um.	II.2.1.3
D	Localização das unidades de produção na área de desenvolvimento da Etapa 3 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 3 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 3 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 e 2 do Polo Pré-Sal, de acordo com seus respectivos cronogramas devidamente atualizados. Da mesma forma, deve ser apresentada a contribuição prevista da Etapa 3 do Polo Pré-Sal, em termos absolutos e percentuais, para o desenvolvimento anual da produção de petróleo e gás nacional e na Bacia de Santos, considerando-se o cronograma preliminar estabelecido para entrada em operação das unidades marítimas. Desta forma, espera-se que seja demonstrada, de forma clara e objetiva, a dinâmica assumida pela indústria de petróleo e gás com a crescente importância da Bacia de Santos para a produção nacional e como o desenvolvimento da Etapa 3 do Pré-Sal entra neste contexto.	II.2.1.8

(Continua)

Quadro II.2-1 (Continuação)

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 3 do Polo Pré-Sal	II.2.2.1
B	Relato sumário das atividades que estão previstas na Etapa 3 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, <i>manifolds</i> , 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)

Quadro II.2-1 (Continuação)

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 3 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 3 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 3 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)

Quadro II.2-1 (Continuação)

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 3 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)

Quadro II.2-1 (Continuação)

Item TR	Descrição	Número equivalente no EIA
II.2.4 Descrição das Atividades		
L	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 Desenvolvimentos de Produção) e o cronograma preliminar apresentado para a Etapa 3 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).	II.2.4.12
M	Caracterização química, físico-química e toxicológica (testes agudo e crônico para <i>Mysidopsis juniae</i> e <i>Lytechinus variegatus</i> , respectivamente, informando os diferentes fatores de diluição) 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 produzida e de plantas de dessulfatação (ex.: biocidas, anticorrosivos etc.). No caso de haver mais de um reservatório, apresentar as características para cada um deles. Os resultados dos testes devem ser expressos em <i>partes por milhão</i> (ppm), sendo acompanhados pelos respectivos laudos e planilhas laboratoriais, 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.	II.2.4.13
N	Caracterização química e físico-química da água produzida (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: rádio-226 e rádio-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.	

(Continua)

Quadro II.2-1 (Continuação)

Item TR	Descrição	Número equivalente no EIA
II.2.4 Descrição das Atividades		
O	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 (<i>flare</i>) 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.	II.2.4.14
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.	II.2.4.15
Q	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 Testes de Longa Duração, Sistemas de Produção Antecipada, Pilotos de Produção e Desenvolvimentos de Produção previstos para a Etapa 3 do Polo Pré-Sal considerando-se: (i) a infraestrutura atualmente disponível para estes escoamentos – gasodutos, navios aliviadores, rotas marítimas, áreas de fundeio, 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.	II.2.4.16

(Continua)

Quadro II.2-1 (Conclusão)

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 nº de operações de alívio realizadas; volumes de óleos transferidos; e 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 em cada sistema que compõe a Etapa 3 do Polo Pré-Sal (Testes de Longa Duração, Sistemas de Produção Antecipada, Pilotos de Produção e Desenvolvimentos de Produção) 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
T	Descrição sucinta dos procedimentos previstos para serem adotados na desativação das unidades marítimas e sistemas submarinos de produção e escoamento associados aos Testes de Longa Duração, Sistemas de Produção Antecipada, Pilotos de Produção e Desenvolvimentos de Produção.	II.2.4.19
U	Estimativa anual da criação de novos postos de trabalho nas etapas de planejamento, instalação, produção e desativação dos Testes de Longa Duração, Sistemas de Produção Antecipada, Pilotos de Produção e Desenvolvimentos de Produção previstos, a partir do cronograma preliminar da Etapa 3 do Polo Pré-Sal. Esta estimativa deve ser apresentada por faixa de remuneração e escolaridade mínima exigida (tabelas e gráficos), diferenciando estes postos de trabalho da força de trabalho deslocada pela empresa de outros empreendimentos.	II.2.4.20

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 3. O Projeto Etapa 3 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 170 km da costa do litoral dos estados de São Paulo e Rio de Janeiro, em águas com profundidade mínima de 1.600 m.

Os empreendimentos contemplados no Etapa 3 são:

- Empreendimentos de curta duração:
 - um Teste de Longa Duração (TLD);
 - nove Sistemas de Produção Antecipada (SPA);

- um Piloto de Produção de Curta Duração;
- Empreendimentos de longa duração:
 - 11 projetos de Desenvolvimentos de Produção (DP) e seus sistemas de escoamento;
 - um Piloto de Longa Duração;

Os empreendimentos envolverão atividades de produção e escoamento de petróleo e gás natural no PPSBS. As características de cada empreendimento (TLD, SPAs, Pilotos, DPs e seus sistemas de escoamento) estão descritas nos itens subsequentes.

II.2.1.1 – Descrição Sucinta do Projeto

Os Projetos do Etapa 3 (TLD, SPAs, Pilotos e DPs) 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 3 (TLD, SPAs, Pilotos e DPs) 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.

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.

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 TLD, SPAs e o Piloto de curta duração são atividades realizadas para estimar o potencial de produção dos reservatórios em um período de avaliação exploratória. Os TLD e SPAs do Etapa 3 terão duração aproximada de 6 meses e o Piloto de curta duração, 12 meses. Os SPAs apresentam as mesmas características de um TLD, mas com denominação diferenciada em virtude de ocorrerem após a declaração de comercialidade do campo onde será realizado.

Todo o óleo produzido nos TLD, SPAs e no Piloto de curta duração será processado e armazenado nos FPSOs, sendo transferido periodicamente para navios aliviadores. O gás produzido será utilizado como combustível no FPSO e o excedente será encaminhado ao sistema de tocha da embarcação. Nestes empreendimentos não haverá gasoduto para exportação do gás devido à curta duração destas atividades. Destaca-se que a vazão de produção de óleo do TLD e dos SPAs está limitada pela queima de gás autorizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), podendo variar, portanto, de acordo com a razão gás-óleo (RGO) de cada área, ou seja, a relação entre a vazão de gás e a vazão de óleo, medidas nas condições de superfície.

Assim como nos TLD e SPAs, o óleo produzido nos Pilotos e DPs será processado e armazenado nos FPSOs e transferido periodicamente para navios aliviadores. O gás produzido nos Pilotos e DPs será utilizado 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 16.000 a 28.600 m³/d, a capacidade de gás varia de 5.000.000 a 12.000.000 m³/d e a de água produzida, de 14.000 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. O projeto Piloto de Libra não possuirá gasoduto, sendo o gás consumido ou reinjetado. Para o DP de

Libra 2 NW e DP de Libra 3 NW considera-se como cenário base o aproveitamento de gás por reinjeção no reservatório para manutenção da pressão e recuperação avançada. Contudo, estão em andamento estudos para analisar a alternativa de exportação parcial de gás, cujas definições serão apresentadas nos respectivos requerimentos de Licenças de Instalação.

A descrição detalhada dos empreendimentos do Projeto Etapa 3 (TLD, SPAs, Pilotos e DPs) 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 de TLD, SPAs e Pilotos

Os TLD, SPAs e Pilotos têm como objetivos principais minimizar as incertezas técnicas quanto ao escoamento e dinâmica dos reservatórios, assim como avaliar a capacidade de produção dos poços e adquirir dados do comportamento da pressão de fundo e das vazões de óleo, gás e água.

Desta forma, são relacionados abaixo os objetivos específicos que podem ser alcançados com a realização destas atividades:

- verificar a modelagem geológica e de fluxo, de forma a embasar as previsões de comportamento nos projetos de produção;
- avaliar o escoamento do óleo através de linhas submarinas, calibrando as correlações, resultando em previsões de produção mais confiáveis;
- avaliar a existência de mecanismos de danos à formação (incrustações de carbonato de cálcio - CaCO_3 , parafinas, etc.);
- coletar informações mais confiáveis dos teores de contaminantes, do índice de produtividade dos poços, das curvas de permeabilidade relativa e dos volumes *in-place*.

II.2.1.2.2 – 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 no TLD, SPAs e Pilotos anteriormente realizados. Durante a fase de DPs do Projeto Etapa 3, 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.2.1.2.3 – 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. Conforme citado anteriormente, entre os DPs, as exceções são os DPs de Libra 2 NW e de Libra 3 NW, 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 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 170 km da costa do litoral dos estados de São Paulo e Rio de Janeiro, em águas com profundidade mínima de 1.600 m.

As atividades do Etapa 3 serão realizadas nos blocos de exploração/campos de produção apresentados, respectivamente, no **Quadro II.2.1.3-1** para os projetos de curta duração, com foco na obtenção de dados do reservatório, e no **Quadro II.2.1.3-2** para projetos de longa duração, com foco na exploração² comercial dos campos.

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.

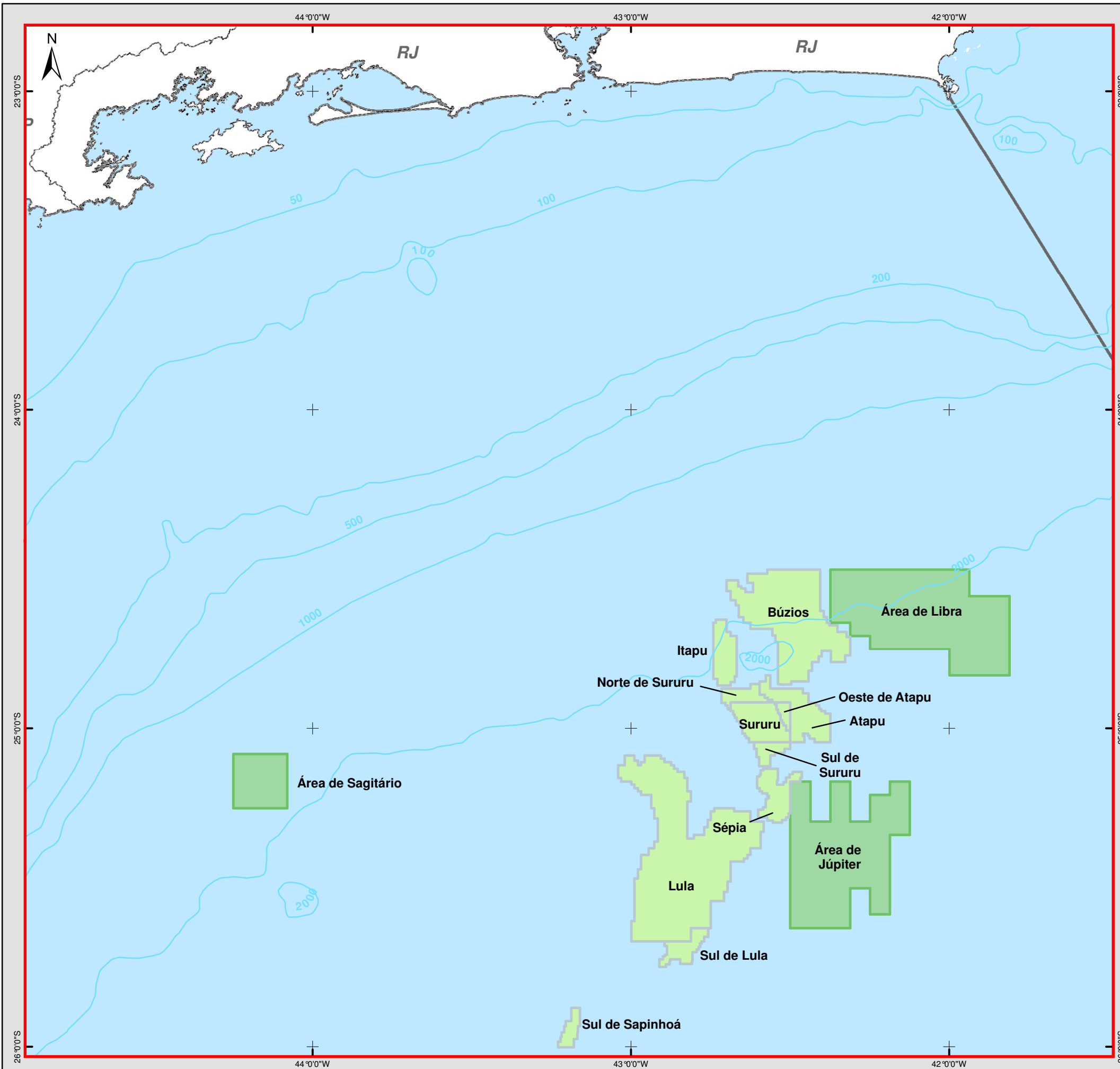
Quadro II.2.1.3-1 – Localização (bloco e área/campo) dos projetos de curta duração previstos no Etapa 3.

Atividade	Bloco/Área	Campo
TLD de Sagitário	BM-S-50 / Sagitário	Não declarada comercialidade
SPA de Sururu 3	BM-S-11 / Iara	Sururu
SPA do Complementar de Atapu	Cessão Onerosa / Entorno de Iara e BM-S-11 / Iara	Atapu
SPA de Búzios 5	Cessão Onerosa / Franco	Búzios
SPA de Búzios Safira	Cessão Onerosa / Franco	Búzios
SPA de Búzios Berilo	Cessão Onerosa / Franco	Búzios
SPA de Búzios Turquesa	Cessão Onerosa / Franco	Búzios
SPA de Búzios Turmalina	Cessão Onerosa / Franco	Búzios
SPA de Sépia 2	Cessão Onerosa / NE de Tupi e BM-S-24	Sépia
SPA de Sul de Sapinhoá	Cessão Onerosa / Sul de Guará	Sul de Sapinhoá
Piloto de Júpiter	BM-S-24 / Júpiter	Não declarada comercialidade

Quadro II.2.1.3-2 – Localização (bloco e área/campo) dos projetos de longa duração previstos no Etapa 3.

Atividade	Bloco/Área	Campo
DP de Lula Sul 3	BM-S-11 / Tupi Cessão Onerosa/Sul de Tupi	Lula /Sul de Lula
DP de Lula Oeste	BM-S-11 / Tupi Cessão Onerosa/Sul de Tupi	Lula /Sul de Lula
DP de Sururu	BM-S-11 / Iara	Sururu
DP de Atapu 1	Cessão Onerosa / Entorno de Iara e BM-S-11 / Iara	Atapu
DP de Atapu 2	Cessão Onerosa / Entorno de Iara e BM-S-11 / Iara	Atapu
DP de Búzios 5	Cessão Onerosa / Franco	Búzios
DP de Búzios 6	Cessão Onerosa / Franco	Búzios
DP de Itapu	Cessão Onerosa / Florim	Itapu
DP de Sépia	Cessão Onerosa / NE de Tupi e BM-S-24	Sépia
Piloto de Libra	Libra	Não declarada comercialidade
DP de Libra 2 NW	Libra	Não declarada comercialidade
DP de Libra 3 NW	Libra	Não declarada comercialidade

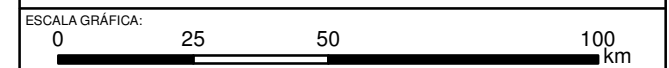
A **Figura II.2.1.3-1** apresenta a localização dos blocos de exploração e campos de produção do Projeto Etapa 3 em mapa georreferenciado.



LEGENDA

Etapa 3

- Bloco de Exploração
- Campo de Produção
- Limite das Bacias Sedimentares
- Batimetria
- Divisa Estadual



Sistema de Coordenadas Geográficas
Datum SIRGAS 2000

REFERÊNCIAS UTILIZADAS:

- Limites Estaduais (IBGE, 2010);
- Blocos Exploratórios, Campos de Produção e Bacias Sedimentares (ANP, 2015)
- Batimetria (MMA)



ATIVIDADE DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO POLO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS - ETAPA 3

ESTUDO DE IMPACTO AMBIENTAL – EIA

LOCALIZAÇÃO DOS BLOCOS DE EXPLORAÇÃO E CAMPOS DE PRODUÇÃO

ESCALA:	1:1.400.000	DATA:	Setembro/2017
FIGURA Nº	II.2.1.3-1	PROCESSO IBAMA Nº	02001.007928/14-44
ELABORADO POR:	José Donizetti	FOLHA:	1/1
		TAMANHO:	A3
		REV:	00

II.2.1.4 – Localização das Unidades de Produção

Para a realização do TLDs, SPAs, Pilotos e DPs serão utilizados navios-plataformas do tipo FPSO. A **Tabela II.2.1.4-1** e a **Tabela II.2.1.4-2** listam todos os empreendimentos do Etapa 3, a localização dos respectivos FPSOs, bem como a quantidade de poços e a duração prevista para cada atividade.

Para o TLD e SPAs está prevista a utilização do FPSO Cidade de São Vicente ou outra UEP a ser contratada cujas características serão similares. Para o Piloto de Júpiter, deverá ser contratado um FPSO específico, cujas premissas de projeto são bastante próximas àquelas observadas no FPSO Cidade de São Vicente, mantendo-se as mesmas ordens de grandeza quanto à capacidade de processamento e armazenamento, capacidade de tratamento de efluentes, geração de efluentes, resíduos e emissões atmosféricas.

A **Figura II.2.1.4-1** mostra a localização dos empreendimentos do Etapa 3 (TLD, SPAs, Pilotos, DPs e sistemas de escoamento) 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 do sistema submarino**.

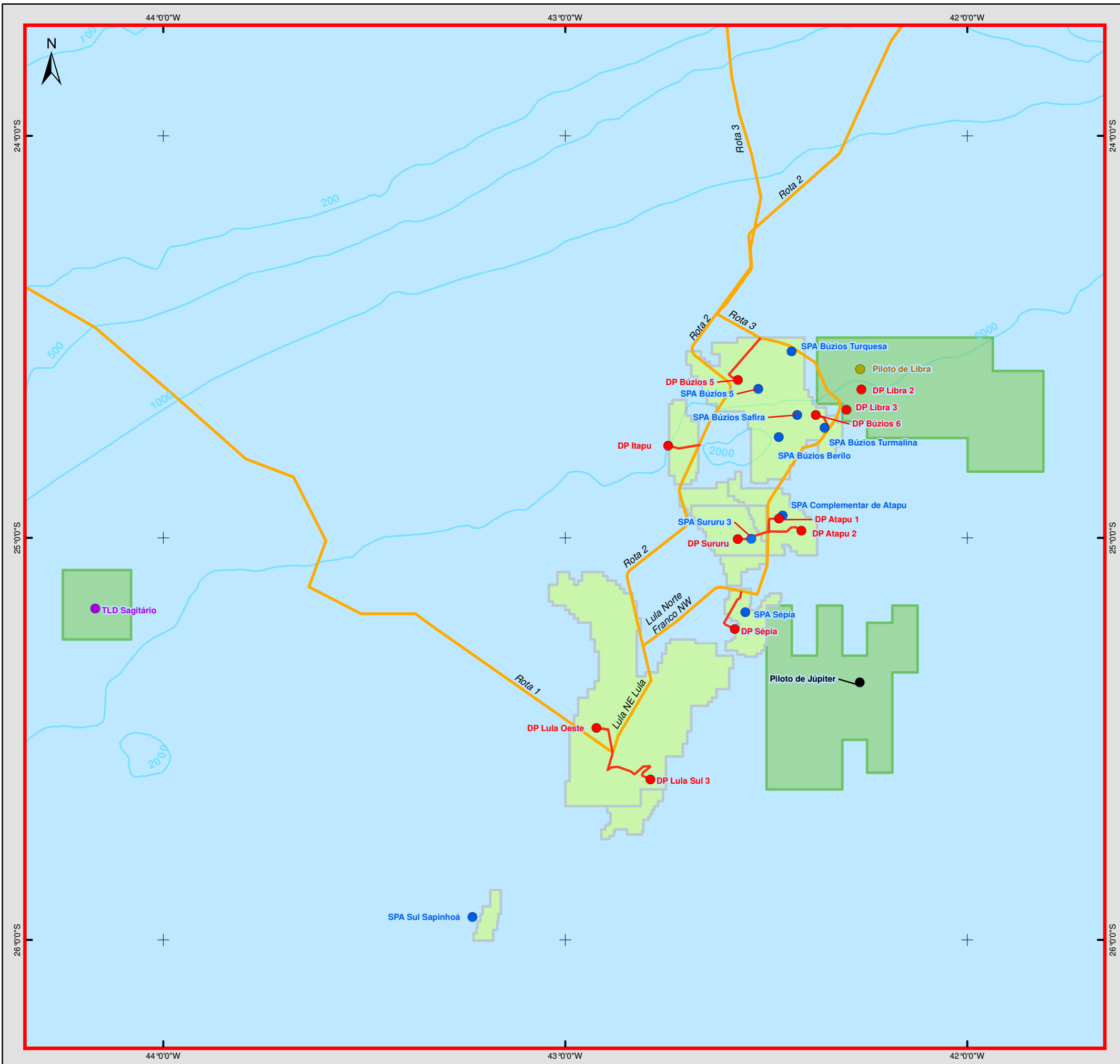
O FPSO mais distante da costa é o do Piloto de Júpiter, a cerca de 300 km, e o do DP de Búzios 5 é o mais próximo, distante aproximadamente 170 km da costa.

Tabela II.2.1.4-1 – Localização do Teste de Longa Duração (TLD), dos Sistemas de Produção Antecipada (SPAs) e do Piloto de Curta Duração.

Atividade	FPSO	FPSO - Coordenadas UTM (Sirgas 2000) – Fuso 23		Lâmina d'água (m)	Quantidade de Poços	Duração Prevista da Atividade (meses)
		Leste	Norte			
TLD de Sagitário	FPSO Cidade de São Vicente ou outro FPSO similar a ser contratado	583745	7215334	1880	1	6
SPA de Sururu 3		748573	7232579	2180	1	6
SPA do Complementar de Atapu		756570	7238839	2200	1	6
SPA de Búzios 5		751085	7273830	1946	1	6
SPA de Búzios Safira		760767	7266440	2000	1	6
SPA de Búzios Berilo		755925	7260440	2024	1	6
SPA de Búzios Turquesa		759243	7283810	1769	1	6
SPA de Búzios Turmalina		767564	7262780	2050	1	6
SPA de Sépia 2		746707	7212347	2180	1	6
SPA de Sul de Sapinhoá		677189	7129412	2185	1	6
Piloto de Júpiter	FPSO do Piloto de Júpiter	775060	7192480	2230	2	10

Tabela II.2.1.4-2 – Localização do Piloto de Longa Duração e dos Desenvolvimento da Produção (DPs).

Atividade	FPSO	FPSO - Coordenadas UTM (Sirgas 2000) – Fuso 23		Lâmina d'água (m)	Quantidade de Poços	Duração Prevista da Atividade (anos)
		Leste	Norte			
DP de Lula Sul 3	FPSO de Lula Sul 3	722149	7166670	2160	14	20
DP de Lula Oeste	FPSO de Lula Oeste	708883	7181133	2150	18	21
DP de Sururu	FPSO de Sururu	745200	7232570	2200	16	31
DP de Atapu 1	FPSO de Atapu (P-70) 1	755618	7237976	2300	16	32
DP de Atapu 2	FPSO de Atapu 2	761246	7234625	2300	11	33
DP de Búzios 5	FPSO de Búzios 5	746041	7276386	1910	18	34
DP de Búzios 6	FPSO de Búzios 6	765458	7266430	2050	18	30
DP de Itapu	FPSO de Itapu	728113	7258589	1970	9	30
DP de Sépia	FPSO de Sépia	744014	7207716	2140	16	33
Piloto de Libra	FPSO do Piloto de Libra	776895	7278754	2000	17	23
DP de Libra 2 NW	FPSO de Libra 2 NW	777066	7273192	2010	17	23
DP de Libra 3 NW	FPSO de Libra 3 NW	773161	7267666	2050	16	23



LOCALIZAÇÃO

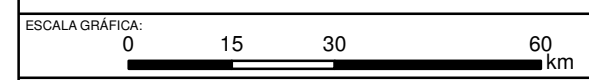


LEGENDA

- Unidades de Produção (FPSOs)**
- Teste de Longa Duração (TLD)
 - Sistema de Produção Antecipado (SPA)
 - Desenvolvimento de Produção (DP)
 - Piloto de Curta Duração
 - Piloto de Longa Duração

Gasodutos Etapa 3

- Flexível
- Gasodutos Licenciados/ Em Licenciamento
- Campo de Produção
- Bloco de Exploração
- Bacia de Santos
- Divisa Estadual
- Batimetria (m)



Sistema de Coordenadas Geográficas
Datum SIRGAS 2000

REFERÊNCIAS UTILIZADAS:
 - Limites Estaduais (IBGE, 2010);
 - Blocos Exploratórios, Campos de Produção (ANP, 2015)
 - FPSO/DPs e TLDs (PETROBRAS)



ATIVIDADE DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO POLO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS - ETAPA 3

ESTUDO DE IMPACTO AMBIENTAL – EIA

LOCALIZAÇÃO DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO E GASODUTOS

ESCALA:	1:1.100.000	DATA:	Setembro/2017
FIGURA Nº	II.2.1.4-1	PROCESSO IBAMA Nº	02001.007928/14-44
ELABORADO POR:	José Donizetti	FOLHA:	1/1
		TAMANHO:	A3
		REV:	00

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.

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.2.1.5.2.11-1** serão apresentados os poços dos empreendimentos de TLD, SPAs, Pilotos e DPs. A **Tabela II.2.1.5-1** 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 – 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 $\frac{1}{8}$ - 22	18
17 $\frac{1}{2}$ - 14 $\frac{3}{4}$	14 - 13 $\frac{5}{8}$ - 13 $\frac{3}{8}$ - 10 $\frac{3}{4}$
12 $\frac{1}{4}$	9 $\frac{7}{8}$ - 9 $\frac{5}{8}$
8 $\frac{1}{2}$	7

II.2.1.5.1 – Poços dos Empreendimentos – TLD, SPAs e Piloto de Curta Duração

II.2.1.5.1.1 – TLD de Sagitário

O TLD será realizado em apenas um poço com duração prevista de seis meses. A **Tabela II.2.1.5.1.1-1** apresenta as características do poço do TLD do Etapa 3.

Tabela II.2.1.5.1.1-1 – Características dos poços do TLD de Sagitário.

POÇO	Tipo de poço	Coordenadas UTM SIRGAS 2000 Fuso 23		LDA (m)	ASSENTAMENTO DAS SAPATAS (m) / FASE					Inclinação (graus)	Elevação	
		LESTE	NORTE		REV 36" ou 30"	REV 22" ou 20"	Liner 18"	REV 14" x 13 5/8" x 13 3/8"	REV 10 3/4" x 9 7/8"			Liner 7"
TLD Sagitário	Produtor	583745	7215334	-1873	-1944 (F1)	-3082 (F2)	-	-5067 (F3)	-5910 (F4)	-6599 (F5)	0	Surgente

**II.2.1.5.1.2 – SPAs de Sururu 3, Complementar de Atapu, Búzios 5,
Búzios Safira, Búzios Berilo, Búzios Turquesa, Búzios
Turmalina, Sépia 2 e Sul de Sapinhoá**

Cada SPAs será realizado em apenas um poço, com duração prevista de seis meses. A **Tabela II.2.1.5.1.2-1** apresenta as características dos poços dos SPAs do Etapa 3.

Tabela II.2.1.5.1.2-1 – Características dos poços dos SPAs de Sururu 3, Complementar de Atapu, Búzios 5, Búzios Safira, Búzios Berilo, Búzios Turquesa, Búzios Turmalina, Sépia 2 e Sul de Sapinhoá.

POÇO	Tipo de poço	Coordenadas UTM (SIRGAS 2000) Fuso 23		LDA (m)	ASSENTAMENTO DAS SAPATAS (m) / FASE					Inclinação (graus)	Elevação
		LESTE	NORTE		REV 36" ou 30"	REV 22" ou 20"	REV 14" x 13 5/8" x 13 3/8"	REV 10 3/4" x 9 7/8"	Liner 7"		
SPA Sururu 3	Produtor	748573	7232579	-2180	-2380 (F1)	-3391 (F2)	-5311 (F3)	-5866 (F3)	-	0	Surgente
SPA Complementar de Atapu	Produtor	756570	7238839	-2280	-2363 (F1)	-3326 (F2)	-5250 (F3)	-5764 (F4)	-	0	Surgente
SPA Búzios 5	Produtor	751082	7273830	-1946	-2025 (F1)	-3482 (F2)	-5409 (F3)	-5911 (F4)	-	0	Surgente
SPA Búzios Safira	Produtor	760767	7266440	-2027	-2112 (F1)	-3133 (F2)	-5449 (F3)	-5896 (F4)	-	0	Surgente
SPA Búzios Berilo	Produtor	756000	7260500	-2024	-2105 (F1)	-3167 (F2)	-5307 (F3)	-5726 (F4)	-	0	Surgente
SPA Búzios Turquesa	Produtor	759680	7284073	-1769	-1808 (F1)	-2770 (F2)	-4174 (F3)	-5485 (F4)	-5862 (F5)	0	Surgente
SPA Búzios Turmalina	Produtor	767564	7262780	-2075	-2012 (F1)	-3138 (F2)	-5412 (F3)	-5849 (F4)	-	0	Surgente
SPA Sépia 2	Produtor	751200	7211200	-2157	-2206 (F1)	-3425 (F2)	-5025 (F3)	-5575 (F4)	-	0	Surgente
SPA Sul de Sapinhoá	Produtor	681056	7128137	-2204	-2289 (F1)	-3169 (F2)	-4997 (F3)	-5740 (F4)	-	0	Surgente

II.2.1.5.1.3 – Piloto de Júpiter

O Piloto de Júpiter será realizado com dois poços (um poço produtor e um poço injetor de gás). Desta forma, o gás produzido será em sua totalidade injetado no reservatório. A duração prevista para esse Piloto é de um ano.

A **Tabela II.2.1.5.1.3-1** apresenta as características dos poços do Piloto de Júpiter.

Tabela II.2.1.5.1.3-1 – Características dos poços do Piloto de Júpiter – Bloco BM-S-24.

Poço	Tipo de Poço	Coordenada UTM (SIRGAS 2000) Fuso 23		LDA (m)	Assentamento das sapatas (m) / Fase (Fn)					Inclinação (graus)	Elevação
		Leste	Norte		REV 36" ou 30"	REV 22" ou 20"	REV 14" x 13 5/8" X 13 3/8"	REV 10 3/4" x 9 7/8"	Liner 7"		
P-JUP-02	Produtor	778668	7192017	-2254	-2338 (F1)	-3149 (F2)	-4228 (F3)	-5281 (F4)	-5732 (F5)	0	Surgente
I1 (RJS-713)	Injetor	777912	7193111	-2270	-2338 (F1)	-3149 (F2)	-4228 (F3)	-5281 (F4)	-5732 (F5)	0	Não se aplica

II.2.1.5.2 – Poços dos Empreendimentos – DPs e Piloto de Longa Duração

II.2.1.5.2.1 – DP de Lula Sul 3

O projeto de Desenvolvimento da Produção de Lula Sul 3 será composto por 14 poços, sendo:

- oito poços produtores;
- cinco poços injetores de água;
- um poço injetor gás.

A **Tabela II.2.1.5.2.1-1** apresenta a localização e as características gerais dos poços.

Tabela II.2.1.5.2.1-1 – Localização e características gerais dos poços do DP de Lula Sul 3 – Bloco BM-S-11 (Campo de Lula).

Poço	Tipo de Poço	Coordenada UTM SIRGAS 2000 Fuso 23		LDA (m)	Assentamento das 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" x 13 3/8"	REV 10 3/4" x 9 5/8"	Liner 7"		
RJS-680	Produtor	721612	7164973	-2168	-2283 (F1)	-3347 (F2)	-	-4803 (F3)	-5168 (F4)	-	0	Surgente/ Gas Lift
LS2-P1		719978	7161204	-2185	-2229 (F1)	-3472 (F2)	-	-4918 (F3)	-5165 (F4)	-		
LS2-P2		719392	7166292	-2155								
LS2-P3		721907	7163438	-2175								
LS2-P4		724494	7165890	-2165								
LS2-P5		720770	7162555	-2185								
LS2-P6		724860	7168616	-2155								
LS2-P7	724795	7166821	-2160									
LS2-DG1	Injetor de gás	722879	7169127	-2155								Não se aplica
LS2-I2	Injetor de água	722060	7162048	-2185								
LS2-I3		721829	7169059	-2165								
LS2-I4		719710	7164401	-2170								
LS2-I5		723172	7164254	-2175								
LS2-I6		719878	7167312	-2160								

II.2.1.5.2.2 – DP de Lula Oeste

O projeto de Desenvolvimento da Produção de Lula Oeste será composto por 18 poços, sendo:

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

A **Tabela II.2.1.5.2.2-1** apresenta a localização e as características gerais dos poços.

Tabela II.2.1.5.2.2-1 – Localização e características gerais dos poços do DP de Lula Oeste – Bloco BM-S-11 (Campo de Lula).

Poço	Tipo de Poço	Coordenada UTM SIRGAS 2000 Fuso 23		LDA (m)	Assentamento das sapatas (m) / Fase (Fn)						Inclinação (graus)	Elevação
		Leste	Norte		REV 36" ou 30"	REV 26" ou 20"	Liner 18"	REV 14" x 13 5/8" x 13 3/8"	REV 10 3/4" x 9 5/8"	Liner 7"		
3-RJS-677	Produtor	709479	7183516	- 2.200	-2230 (F1)	-3200 (F2)	-	-5200 (F3)	-5600 (F4)	-	0	Surgente/ Gas Lift
LO-P1		711498	7187445									
LO-P2		710487	7186174									
LO-P3		709812	7184872									
LO-P4		708027	7184230									
LO-P5		707555	7178912									
LO-P6		707153	7178075									
LO-P7		707000	7176438									
LO-P8	709563	7177741	Não se aplica									
LO-I1	711292	7186599										
LO-I2	709129	7186205										
LO-I3	708837	7185048										
LO-I4	708632	7183478										
LO-I5	706266	7178691										
LO-I6	706597	7177112										
LO-I7	706034	7175100										
LO-I8	708515	7176293										
LO-I9	709534	7178624										

II.2.1.5.2.3 – DP de Sururu

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

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

A **Tabela II.2.1.5.2.3-1** apresenta a localização e as características gerais dos poços.

Tabela II.2.1.5.2.3-1 – Localização e características gerais dos poços do DP de Sururu – Bloco BM-S-11 (Campo de Sururu).

Poço	Tipo de Poço	Coordenada UTM SIRGAS 2000 Fuso 23		LDA (m)	Assentamento das sapatas (m) / Fase (Fn)						Inclinação (graus)	Elevação
		Leste	Norte		REV 36" ou REV 30"	REV 20"	Liner 18"	REV 14" x 13 5/8" x 13 3/8"	REV 10 3/4" x 9 5/8"	Liner 5 1/2"		
P-IHO-002	Produtor	746205	7240116	-2181	-2298 (F1)	-2298 (F2)	-	-5382 (F3)	-5957 (F4)	-	0	Surgente/ Gas Lift
P-IHO-005		748725	7234884									
P-RJS-715D – Direcional		740285	7239047	-2130	-2215 (F1)	-3169 (F2)	-	-	-5311 (F3) 5780	-5311 (F4) 6672	72	
P-ICE-006		739099	7237946	-2181	-2298 (F1)	-3597 (F2)	-	-5382 (F3)	-5957 (F4)	-	0	
P-ICE-007		742307	7236217									
P-ICE-008		741831	7234361									
P-ICE-009		741152	7234277									
P-ICE-010		742801	7238039	-2130	-2215 (F1)	-3169 (F2)	-	-	-5311 (F3) 5780	-5653 (F4) 6672	25	
P-ICE-011 – Direcional		745209	7234691									
I-IHO-001		Injetor de água e gás	745267	7241182	-2181	-2298 (F1)	-3597 (F2)	-	-5382 (F3)	-5957 (F4)	-	
I-IHO-003	748887		7233044									
I-ICE-004	741731		7237620									
I-ICE-005	742137		7233398									
I-ICE-006	740664		7236107									
I-ICE-007	746241		7235063									
I-DG-1	744859		7236665									

II.2.1.5.2.4 – DP de Atapu 1

O DP de Atapu 1 será composto por 16 poços firmes e 3 poços contingentes, sendo:

- oito poços produtores;
- cinco poços injetores de água e gás (WAG);
- três poços injetores de água;
- dois poços produtores contingentes;
- um poço injetor de água contingente.

A **Tabela II.2.1.5.2.4-1** apresentam a localização e as características gerais dos poços firmes.

Tabela II.2.1.5.2.4-1 – Localização e características gerais dos poços do DP de Atapu 1 - Cessão Onerosa (Campo de Atapu).

Poço	Tipo de Poço	Coordenada UTM SIRGAS 2000 Fuso 23		LDA (m)	Assentamento das 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" x 13 3/8"	REV 10 3/4" ou 10 3/4" x (9 7/8" ou 9 3/8")	Liner 7 5/8"		
P-RJS-722	Produtor	754163	7240815	-2250	-2334 (F1)	-3149 (F2)	-3790 (F3)	-5075 (F4)	-5009 (F4)	-5620 (F5)	0	Surgente/ Gas Lift
P-RJS-711		758595	7235321	-2270	-2352 (F1)	-3264 (F2)		-3978 (F3)	-5009 (F4)	-5475 (F5)	0	
P-RJS-730		760275	7232978	-2290	-2376 (F1)	-3187 (F2)	-3846 (F3)	-5203 (F4)	-5672 (F5)	-	0	
P-ATP-1		753161	7237792	-2285	-2369 (F1)	-3018 (F2)	-3598 (F3)	-5124 (F4)	-55667 (F5)	-	0	
P4.ATP		751234	7239995	-2230	-2324 (F1)	-	-	-4170 (F2)	-5017 (F3)	-5569 (F4)	0	
P2.ATP		752040	7239335	-2260	-2347 (F1)	-	-	-4097 (F2)	-5041 (F3)	-5580 (F4)	0	
P8.ATP		752363	7236841	-2290	-2374 (F1)	-3042 (F2)	-	-3966 (F3)	-5018 (F4)	-	0	
P6.ATP		752390	7238217	-2270	-2362 (F1)	-	-	3958 (F2)	-5053 (F3)	-5522 (F4)	0	

(Continua)

Tabela II.2.1.5.2.5-1 (Conclusão)

Poço	Tipo de Poço	Coordenada UTM SIRGAS 2000 Fuso 23		LDA (m)	Assentamento das 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" x 13 3/8"	REV 10 3/4" ou 10 3/4" x (9 7/8" ou 9 3/8")	Liner 7 5/8"		
I-RJS-729	Injetor de água e/ou gás	751174	7238496	-2260	-2347 (F1)	-3416 (F2)	-4235 (F3)	-5348 (F4)	-5803 (F4)	-	0	Não se aplica
I-ATP-3		758807	7237437	-2290	-2374 (F1)	-3700 (F2)	-	-5376 (F3)	-5904 (F4)	-	0	
I-ATP-4		753320	7241720	-2225	-2308 (F1)	-3109 (F2)	-3702 (F3)	-5265 (F4)	-5759 (F4)	-	5	
I5.ATP		754643	7236133	-2290	-2391 (F1)	-3545 (F2)	-	-	-5240 (F3)	-5665 (F4)	0	
I9.ATP		753335	7234993	-2290	-2387 (F1)	-3600 (F2)	-	-	-5301 (F4)	-5960	0	
I11.ATP		754056	7239468	-2275	-2362 (F1)	-3503 (F2)	-	-	-5231 (F3)	-5677 (F4)	0	
I13.ATP		751180	7241405	-2225	-2319 (F1)	-	-	-4627 (F2)	-5205 (F4)	-5730 (F4)	0	
I-ATP-5		758741	7233218	-2275	-2378 (F1)	-3704 (F2)	-	-5299 (F3)	-5582 (F4)	-	0	

II.2.1.5.2.5 – DP de Atapu 2

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

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

A **Tabela II.2.1.5.2.5-1** apresenta a localização e as características gerais dos poços.

Tabela II.2.1.5.2.5-1 – Características gerais dos poços do DP de Atapu 2 – Cessão Onerosa (Campo de Atapu).

Poço	Tipo de Poço	Coordenada UTM SIRGAS 2000 Fuso 23		LDA (m)	Assentamento das 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" x 13 3/8"	REV 10 3/4" x (9 7/8" ou 9 5/8")			Liner 7" 5/8"
P-RJS-711	Produtor	758595	7235321	-2270	-2352 (F1)	-3264 (F2)		-3978 (F3)	-5009 (F4)	-5475 (F5)		Surgente/ Gas Lift
P-RJS-730		760275	7232978	-2290	-2376 (F1)	-3187 (F2)	-3846 (F3)	-5203 (F4)	-5672 (F5)	-	-	
P22.ATP		757931	7236168	-2295	-2351 (F1)	-3420 (F2)	-4208 (F3)	-5299 (F4)	-5785 (F5)	-	0	
P24.ATP		759517	7234115	-2265	-2353 (F1)	-3265 (F2)	-4071 (F3)	-5123 (F4)	-5704 (F5)	-	11	
P26.ATP		759215	7235055	-2235	-2323 (F1)	-3435 (F2)	-4448 (F3)	-5224 (F4)	-5704 (F5)	-	0	
P27.ATP		761285	7232205	-2280	-2368 (F1)	-3280 (F2)	-4157 (F3)	-5197 (F4)	-5704 (F5)	-	0	
I31.ATP	Injetor	759434	7234450	-2279	-2367 (F1)	-3279 (F2)	-3896 (F3)	-5311 (F4)	-5704 (F5)	-	7	
I33.ATP		760805	7233615	-2258	-2346 (F1)	-3258 (F2)	-3919 (F3)	-5269 (F4)	-5990 (F5)	-	0	
I53.ATP		757687	7234189	-2292	-2380 (F1)	-3292 (F2)	-4207 (F3)	-5338 (F4)	-5704 (F5)	-	0	
I55.ATP		762520	7230605	-2230	-2318 (F1)	-3230 (F2)	-3851 (F3)	-5275 (F4)	-5704 (F5)	-	0	
I51.ATP		758741	7233218	-2275	-2378 (F1)	-3704 (F2)	-	-5299(F3)	-5582(F4)	-	0	

II.2.1.5.2.6 – DP de Búzios 5

O projeto de Desenvolvimento da Produção de Búzios 5 será composto por 18 poços, sendo:

- nove poços produtores;
- cinco poços injetores de água e gás (WAG);
- quatro poços injetores de água.

A **Tabela II.2.1.5.2.6-1** apresenta a localização e as características gerais dos poços.

Tabela II.2.1.5.2.6-1 – Localização e características gerais dos poços do DP de Búzios 5 – Cessão Onerosa (Campo de Búzios).

Poço	Tipo de Poço	Coordenada UTM SIRGAS 2000 Fuso 23		LDA (m)	Assentamento das 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" x 13 3/8"	REV 10 3/4" x 9 7/8"		
MOD5-P01	Produtor	750611	7276950	-1896	-1983 (F1)	-2996 (F2)	-3838 (F3)	-5462 (F4)	-5840 (F5)	0	Surgente/ Gas lift
MOD5-P02 – Direcional		751689	7273799	-1913	-2000 (F1)	-3278 (F2)	-	-5408 (F3)	-5840 (F4)	27	
MOD5-P03		750416	7274500	-1904	-1991 (F1)	-3460 (F2)	-	-5421 (F3)	-5840 (F4)	0	
MOD5-P04		750497	7276050	-1882	-1969 (F1)	-2982 (F2)	-3587 (F3)	-5416 (F4)	-5840 (F5)	0	
MOD5-P05		750712	7275200	-1891	-1978 (F1)	-3428 (F2)	-	-5394 (F3)	-5840 (F4)	0	
MOD5-P06 (BUZ-7)		751082	7273830	-1946	-2051 (F1)	-3508 (F2)	-	-5435 (F3)	-5937 (F4)	0	
MOD5-P07		750008	7275680	-1872	-1959 (F1)	-2972 (F2)	-3483 (F3)	-5403 (F4)	-5840 (F5)	0	
MOD5-P08		748940	7276020	-1875	-1962 (F1)	-2975 (F2)	-3858 (F3)	-5378 (F4)	-5910 (F5)	0	
MOD5-P09		749085	7277030	-1885	-1972 (F1)	-2985 (F2)	-3676 (F3)	-5420 (F4)	-5900 (F5)	0	
MOD5-I02	Injetor de água e gás	752430	7274560	-1888	-1975 (F1)	-2988 (F2)	-3507 (F3)	-5500 (F4)	-5940 (F5)	0	Não se aplica
MOD5-I03 – Direcional		748833	7273340	-1936	-2023 (F1)	-3187 (F2)	-	-5415 (F3) 5526	-5940 (F4) 6071	20	
MOD5-I05		749201	7274250	-1904	-1991 (F1)	-3428 (F2)	-	-5450 (F3)	-5890 (F4)	0	
MOD5-I07 – Direcional		748961	7272769	-1959	-2046 (F1)	-3115 (F2)	-	5426 (F3) 5794	-5840 (F4) 6269	39	
MOD5-IG01	Injetor de água	748447	7274240	-1901	-1988 (F1)	-3411 (F2)	-	-5477 (F3)	-5940 (F4)	0	
MOD5-I01		751880	7277830	-1890	-1977 (F1)	-2988 (F2)	-3546 (F3)	-5498 (F4)	-5940 (F5)	0	
MOD5-I04		752850	7276520	-1895	-1982 (F1)	-2995 (F2)	-3774 (F3)	-5512 (F4)	-5910 (F5)	0	

MOD5-106	750255	7272010	-1890	-1977 (F1)	-2990 (F2)	-3541 (F3)	-5373 (F4)	-5840 (F5)	0	
MOD5-108	748710	7278300	-1885	-1972 (F1)	-2985 (F2)	-3551 (F3)	-5415 (F4)	-5860 (F5)	0	




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

EIA
PEP01R02

Revisão 00
09/2017

II.2.1.5.2.7 – DP de Búzios 6

O DP de Búzios 6 terá 18 poços interligados ao FPSO, sendo:

- nove poços produtores;
- cinco poços injetores de água e gás (WAG);
- quatro poços injetores de água.

A **Tabela II.2.1.5.2.7-1** mostra a localização e as características de todos os poços.

Tabela II.2.1.5.2.7-1 – Localização e características gerais dos poços do DP de Búzios 6 – Cessão Onerosa (Campo de Búzios).

Poço	Tipo de Poço	Coordenada UTM SIRGAS 2000 Fuso 23		LDA (m)	Assentamento das sapatas (m) / Fase (Fn)					Indicação (graus)	Elevação
		Leste	Norte		REV 36" ou 30"	REV 22" ou 20"	Liner 18"	REV 14" x 13 5/8" x 13 3/8"	REV 10 3/4" x 9 7/8"		
MOD6-P01	Produtor	759328	7268890	-1991	-2075 (F1)	-3091 (F2)	-4280 (F3)	-5290 (F4)	-5840 (F5)	0	Surgente/ Gas Lift
MOD6-P02		759907	7267280	-2000	-2084 (F1)	-3100 (F2)	-4089 (F3)	-5345 (F4)	-5840 (F5)	0	
MOD6-P03		759133	7266500	-1990	-2074 (F1)	-3090 (F2)	-4045 (F3)	-5296 (F4)	-5790 (F5)	0	
MOD6-P04		759768	7266500	-1990	-2074 (F1)	-3090 (F2)	-3965 (F3)	-5315 (F4)	-5800 (F5)	0	
MOD6-P05		761853	7266420	-1987	-2071 (F1)	-3087 (F2)	-3670 (F3)	-5413 (F4)	-5790 (F5)	0	
MOD6-P06		760767	7266440	-1991	-2075 (F1)	-3091 (F2)	-3838 (F3)	-5400 (F4)	-5790 (F5)	0	
MOD6-P07		759860	7268900	-2009	-2093 (F1)	-3109 (F2)	-4166 (F3)	-5235 (F4)	-5840 (F5)	0	
MOD6-P08		760118	7266260	-2000	-2084 (F1)	-3100 (F2)	-3690 (F3)	-5342 (F4)	-5840 (F5)	0	
MOD6-P09		760231	7265700	-2012	-2096 (F1)	-3110 (F2)	-	-5346 (F3)	-5840 (F4)	0	
MOD6-I07	Injetor de água e gás	759083	7268080	-2005	-2089 (F1)	-3105 (F2)	-4125 (F3)	-5258 (F4)	-5790 (F5)	0	Não se aplica
MOD6-I08		760945	7265330	-2015	-2099 (F1)	-3143 (F2)	-	-5378 (F3)	-5840 (F4)	0	
MOD6-I06		763563	7265390	-2010	-2094 (F1)	-3110 (F2)	-4092 (F3)	-5566 (F4)	-5840 (F5)	0	
MOD6-IG01		761654	7269300	-1986	-2070 (F1)	-3086 (F2)	-4320 (F3)	-5453 (F4)	-6090 (F5)	0	
MOD6-I02		760443	7268070	-2014	-2098 (F1)	-3114 (F2)	-4060 (F3)	-5312 (F4)	-5820 (F5)	0	
MOD6-I03	Injetor de água	761391	7268260	-2001	-2085 (F1)	-3101 (F2)	-3557 (F3)	-5290 (F4)	-5890 (F5)	0	Não se aplica
MOD6-I04		762253	7267840	-1995	-2079 (F1)	-3095 (F2)	-4050 (F3)	-5471 (F4)	-6090 (F5)	0	
MOD6-I05		759209	7265120	-2016	-2100 (F1)	-3613 (F2)	-	-5342 (F3)	-5840 (F4)	0	
MOD6-I01		759043	7265300	-2007	-2091 (F1)	-3577 (F2)	-	-5328 (F3)	-5820 (F4)	0	

II.2.1.5.2.8 – DP de Itapu

O projeto de Desenvolvimento de Produção de Itapu será composto por 9 poços firmes e 9 poços contingentes, sendo:

- cinco poços produtores;
- quatro injetores de água e gás (WAG);
- quatro poços produtores contingentes;
- cinco poços injetores contingentes.

A **Tabela II.2.1.5.2.8-1** apresenta a localização e as características gerais dos poços.

Tabela II.2.1.5.2.8-1 – Localização e características gerais dos poços do DP de Itapu – Cessão Onerosa (Campo de Itapu).

Poço	Tipo de Poço	Coordenada UTM SIRGAS 2000 Fuso 23		LDA (m)	Assentamento das 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" x 13 3/8"	REV 10 3/4" ou 9 7/8"	Liner 7"		
P-RJS-704	Produtor	732119	7255056	-2009	-2083 (F1)	-3027 (F2)	-	-4474 (F3)	-5318 (F4)	-5318 (F5)	0	Surgente/ Gas Lift
P-RJS-725		732059	7261776	-1972	-2058 (F1)	-3250 (F2)	-	-4792 (F3)	-5381 (F4)	-5381 (F5)	0	
P1		733525	7256044	-1998	-2082 (F1)	-3098 (F2)	-4508 (F3)	-5110 (F4)	-5665 (F5)	-	0	
P3		732256	7258106	-2015	-2099 (F1)	-3115 (F2)	-4715 (F3)	-5345 (F4)	-5665 (F5)	-	0	
P5		733415	7259779	-2003	-2087 (F1)	-3103 (F2)	-4059 (F3)	-5204 (F4)	-5665 (F5)	-	0	
P6-SPARE		733089	7261815	-1985	-2090 (F1)	-3106 (F2)	-4428 (F3)	-5220 (F4)	-5665 (F5)	-	0	
P7-SPARE		733313	7258741	-2005							0	
P8-SPARE		732444	7260613	-2000							0	
P9-SPARE		732025	7252847	-2030							0	

(Continua)

Tabela II.2.1.5.2.9-1 (Conclusão)

Poço	Tipo de Poço	Coordenada UTM SIRGAS 2000 Fuso 23		LDA (m)	Assentamento das 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" x 13 3/8"	REV 10 3/4" ou 9 7/8"	Liner 7"		
I1	Injetor de água e gás	731160	7256498	-2017	-2101 (F1)	-3117 (F2)	-4813 (F3)	-5474 (F4)	-5735 (F5)	-	0	Não se aplica
I7		731765	7259491	-2010	-2094 (F1)	-3110 (F2)	-4710 (F3)	-5391 (F4)	-5735 (F5)	-	0	
I3		731111	7253952	-2029	-2113 (F1)	-3129 (F2)	-4742 (F3)	-5503 (F4)	-5735 (F5)	-	0	
I2-SPARE		731382	7260533	-1995	-2103 (F1)	-3119 (F2)	-4755 (F3)	-5456 (F4)	-5735 (F5)	-	0	Não se aplica
I4-SPARE		731324	7263690	-1930							0	
I5-SPARE		731450	7257717	-2015							0	
I6-SPARE		731168	7262005	-1960							0	
I8-SPARE		730778	7255441	-2005							0	
DG		731710	7251793	-2030	-2114 (F1)	-3130 (F2)	-4730 (F3)	-5434 (F4)	-5735 (F5)	-	0	

II.2.1.5.2.9 – DP de Sépia

O projeto de Desenvolvimento de Produção de Sépia consiste de 19 poços, sendo 16 poços firmes e três contingentes:

- nove poços produtores;
- sete injetores de água e gás (WAG);
- um poço produtor contingente;
- dois poços injetores contingentes.

A **Tabela II.2.1.5.2.9-1** apresenta a localização e as características gerais dos poços.

Tabela II.2.1.5.2.9-1 – Localização e características gerais dos poços do DP de Sépia – Cessão Onerosa (Campo de Sépia).

Poço	Tipo de Poço	Coordenada UTM SIRGAS 2000 Fuso 23		LDA (m)	Assentamento das 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" x 13 3/8"	REV 10 3/4" x 9 7/8" ou 10 3/4"	Liner 9 5/8" ou 7"		
P-RJS-721	Produtor	747372	7206026	-2135	-2219 (F1)	-3310 (F2)	-	-	-4934 (F3)	-4934 (F4)	0	Surgente/ Gas Lift
P-RJS-691		749472	7208014	-2133	-2217 (F1)	-3101 (F2)	-3733 (F3)	-5038 (F4)	-5442 (F5)	-5442 (F6)	0	
P-RJS-733		749115	7205770	-2127	-2209 (F1)	-3305 (F2)	-	-4841 (F3)	-5435 (F4)	-	0	
NE-TUP.P08		747850	7205400	-2120	-2204 (F1)	-3708 (F2)	-	-4966 (F3)	-5466 (F4)	-5466 (F5)	0	
NE-TUP.P09		748350	7206050	-2119	-2203 (F1)	-3536 (F2)	-	-4887 (F3)	-5412 (F4)	-5412 (F5)	0	
NE-TUP.P10		748850	7206900	-2119	-2203 (F1)	-3435 (F2)	-	-4921 (F3)	-5446 (F4)	-5446 (F5)	0	
NE-TUP.P15		745860	7205590	-2120	-2204 (F1)	-3204 (F2)	-3803 (F3)	-4927 (F4)	-5452 (F5)	-5452 (F6)	0	
NE-TUP.P16		744790	7215665	-2187	-2271 (F1)	-3052 (F2)	-	-	-5389 (F3)	-5389 (F4)	0	
NE-TUP.P17 – Direcional		745995	7204997	-2106	-2190 (F1)	-3666 (F2)	-	-5154 (F3) 5397	-5571 (F4) 5897	-5571 (F5) 6027	30	
NE-TUP.P18 SPARE		747203	7208597	-2144	-2208 (F1)	-3296 (F2)	-	-5232 (F3)	-5590 (F4)	-	0	

(Continua)



 Coordenador da Equipe

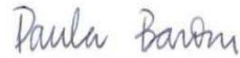

 Técnico Responsável
EIA
PEP01R02Revisão 00
09/2017

Tabela II.2.1.5.2.10-1 (Conclusão)

Poço	Tipo de Poço	Coordenada UTM SIRGAS 2000 Fuso 23		LDA (m)	Assentamento das 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" x 13 3/8"	REV 10 3/4" x 9 7/8" ou 10 3/4"	Liner 9 5/8" ou 7"		
NE-TUP.I01	Injetor de água e gás	749100	7204600	-2105	-2189 (F1)	-3502 (F2)	-	-5001 (F3)	-5476 (F4)	-5476 (F5)	0	Não se aplica
NE-TUP.I06		747775	7207740	-2127	-2211 (F1)	-3320 (F2)	-	-5032 (F3)	-5560 (F4)	-	0	
NE-TUP.I09		747210	7206895	-2129	-2213 (F1)	-3678 (F2)	-	-5064 (F3)	-5560 (F4)	-	0	
NE-TUP.I10		748390	7208525	-2030	-2114 (F1)	-3196 (F2)	-	-5043 (F3)	-5560 (F4)	-	0	
NE-TUP.I12		745500	7213960	-2078	-2162 (F1)	-3461 (F2)	-	-5009 (F3)	-5493 (F4)	-5493 (F5)	0	
NE-TUP.I14-Direcional		746538	7206045	-2125	-2209 (F1)	-3725 (F2)	-	-4975 (F3) 5237	-5425 (F4) 5776	-5425 (F5) 5933	31	
NE-TUP.I15 SPARE		748035	7209640	- 2151,5	-2236 (F1)	-3574 (F2)	-	-4975 (F3)	-5394 (F4)	-5394 (F5)	0	
NE-TUP.I16 SPARE		747330	7203905	-2178	-2262 (F1)	-3423 (F2)	-	-	-5363 (F3)	-5363 (F4)	0	
NE-TUP.IG1		746645	7205600	-2120	-2204 (F1)	-3204 (F2)	-3879 (F3)	-5095 (F4)	-5570 (F5)	-	0	

II.2.1.5.2.10 – Piloto de Libra

O Piloto de Libra será realizado a partir de 17 poços, sendo:

- oito poços produtores;
- nove injetores de água e gás (WAG);

A **Tabela II.2.1.5.2.10-1** apresenta a localização e as características gerais dos poços.

Tabela II.2.1.5.2.10-1 – Localização e características gerais dos poços do Piloto de Libra – Bloco de Libra.

Poço	Tipo de Poço	Coordenada UTM SIRGAS 2000 Fuso 23		LDA (m)	Assentamento das sapatas (m) / Fase (Fn)					Elevação
		Leste	Norte		REV 36" ou 30"	REV 22" ou 20"	Liner 18" OU REV 13 3/8" x 13 5/8"	REV 14" x 13 5/8" ou 9 7/8" x 9 5/8"	REV 9 7/8" x 10 3/4" ou L7"	
LIB1-P1 (NW1)	Produtor	782033	7275558	-1967	-2027 (F1)	-2388 (F2)	-3109 (F3)	-5384 (F4)	-5876 (F5)	Surgente/ Gas Lift
LIB1-P2 (NW6)		784352	7275304	-1895	-1983 (F1)	-2995 (F2)	-3445 (F3)	-5490 (F4)	-5842 (F5)	
LIB1-P3		780530	7278935	-1958	-2046 (F1)	-3108 (F2)	-3558 (F3)	-5329 (F4)	-5798 (F5)	
LIB1-P4 (ANP2)		779524	7278709	-2000	-2084 (F1)	-3016 (F2)	-5320 (F3)	-5847 (F4)	-	
LIB1-P5		780116	7277317	-1969	-2057 (F1)	-3119 (F2)	-3569 (F3)	-5499 (F4)	-5842 (F5)	
LIB1-P6		785873	7276592	-1997	-2085 (F1)	-3097 (F2)	-3547 (F3)	-5272 (F4)	-5735 (F5)	
LIB1-P7		782638	7277281	-2003	-2091 (F1)	-3103 (F2)	-3553 (F3)	-5283 (F4)	-5552 (F5)	
LIB1-P8		780427	7278124	-2018	-2106 (F1)	-3118 (F2)	-3568 (F3)	-5417 (F4)	-5743 (F5)	

(Continua)

Tabela II.2.1.5.2.11-1 (Conclusão)

Poço	Tipo de Poço	Coordenada UTM SIRGAS 2000 Fuso 23		LDA (m)	Assentamento das sapatas (m) / Fase (Fn)					Elevação
		Leste	Norte		REV 36" ou 30"	REV 22" ou 20"	Liner 18" OU REV 13 3/8" x 13 5/8"	REV 14" x 13 5/8" ou 9 7/8" x 9 5/8"	REV 9 7/8" x 10 3/4" ou L7"	
LIB1-I1	Injetor de água e gás	778254	7277282	-1893	-1981 (F1)	-2993 (F2)	-3443 (F3)	-5522 (F4)	-5842 (F5)	Não se aplica
LIB1-I2		784053	7277130	-2021	-2109 (F1)	-3121 (F2)	-3571 (F3)	-5329 (F4)	-5666 (F5)	
LIB1-I3 (NW4)		781928	7278123	-2003	-2091 (F1)	-3133 (F2)	-3583 (F3)	-5436 (F4)	-5842 (F5)	
LIB1-I4		783381	7276137	-1916	-2004 (F1)	-3016 (F2)	-3466 (F3)	-5386 (F4)	-5842 (F5)	
LIB1-I5		779612	7280324	-2006	-2094 (F1)	-3106 (F2)	-3556 (F3)	-5360 (F4)	-5822 (F5)	
LIB1-I6		777827	7280915	-2028	-2116 (F1)	-3128 (F2)	-3578 (F3)	-5358 (F4)	-5718 (F5)	
LIB1-I7		784994	7278577	-1955	-2043 (F1)	-3055 (F2)	-3505 (F3)	-5294 (F4)	-5689 (F5)	
LIB1-I8		782362	7279363	-1991	-2079 (F1)	-3091 (F2)	-3541 (F3)	-5238 (F4)	-5659 (F5)	
LIB1-I9		780955	7276370	-1962	-2047 (F1)	-2751 (F2)	-3462 (F3)	-5163 (F4)	-5622 (F5)	

II.2.1.5.2.11 – DP de Libra 2 NW

O DP de Libra 2 NW será realizado a partir de 17 poços, sendo:

- oito poços produtores;
- nove injetores de água e gás (WAG);

A **Tabela II.2.1.5.2.11-1** apresenta a localização e as características gerais dos poços.

Tabela II.2.1.5.2.11-1 – Localização e características gerais dos poços do DP de Libra 2 NW – Bloco de Libra.

Poço	Tipo de Poço	Coordenada UTM SIRGAS 2000 Fuso 23		LDA (m)	Assentamento das sapatas (m) / Fase (Fn)					Elevação
		Leste	Norte		REV 36" ou 30"	REV 22" ou 20"	Liner 18"	REV 14" x 13 5/8" x 13 3/8"	REV 10 3/4" ou 9 7/8"	
LB2-P1	Produtor	779793	7275933	-1913	-1997	-3186	-4345	-5055	-5840	Surgente/ Gas Lift
LB2-P2		779504	7274379							
LB2-P3		778537	7273461							
LB2-P4		779025	7271763							
LB2-P5		778775	7270626							
LB2-P6		781210	7271364							
LB2-P7		782306	7272784							
LB2-P8		782608	7274208							
LB2-I1	Injetor de água e gás	778299	7275708	-1913	-1997	-3186	-4345	-5055	-5840	Não se aplica
LB2-I2		777733	7274704							
LB2-I3		780981	7273781							
LB2-I4		775960	7273156							
LB2-I5		777161	7272005							
LB2-I6		776941	7270854							
LB2-I7		779922	7271034							
LB2-I8		780293	7272847							
LB2-I9		781765	7274573							

II.2.1.5.2.12 – DP de Libra 3 NW

O DP de Libra 3 NW será realizado a partir de 16 poços, sendo:

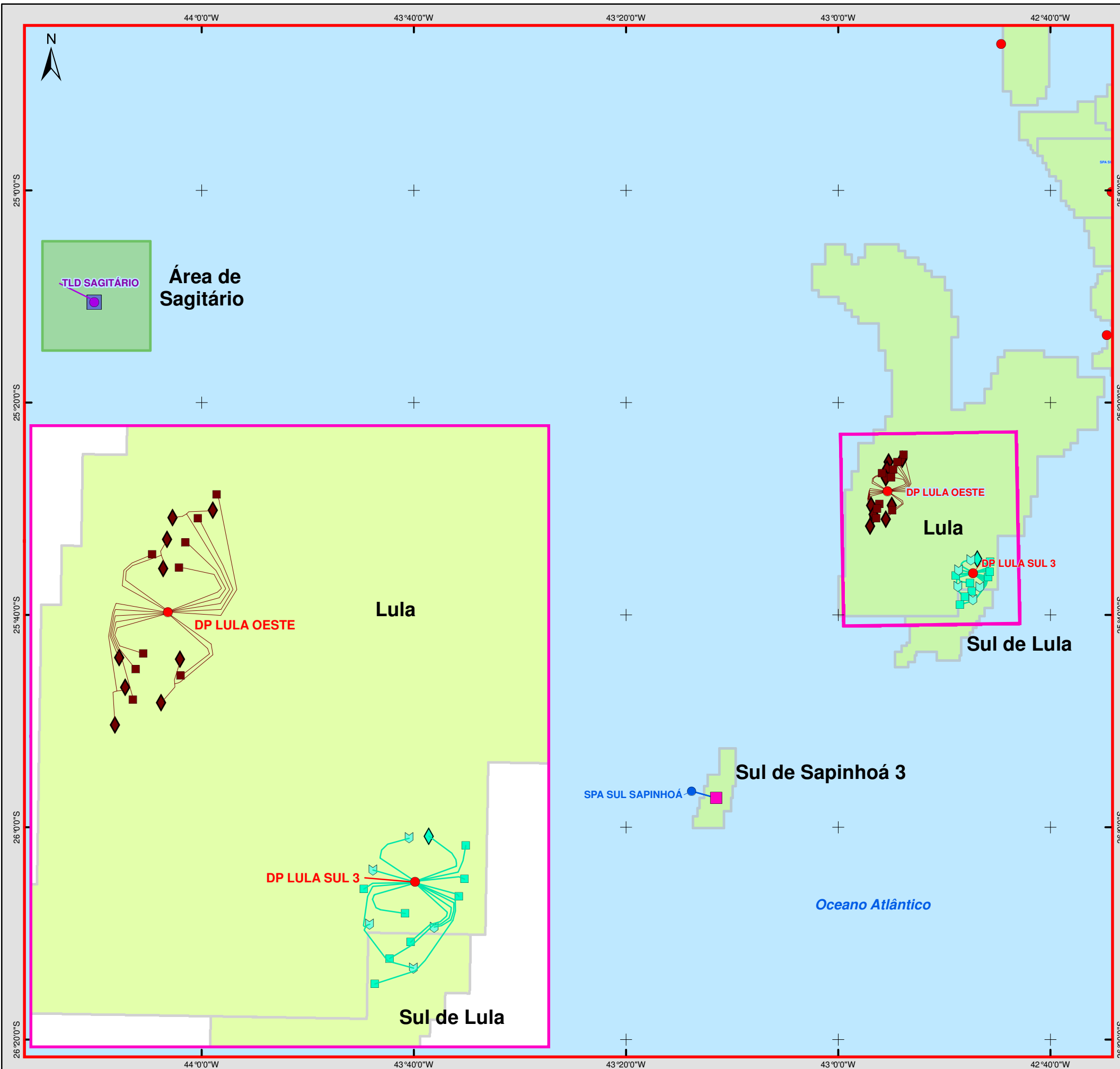
- oito poços produtores;
- oito injetores de água e gás (WAG);

A **Tabela II.2.1.5.2.12-1** apresenta a localização e as características gerais dos poços.

Tabela II.2.1.5.2.12-1 – Localização e características gerais dos poços do DP de Libra 3 NW – Bloco de Libra.

Poço	Tipo de Poço	Coordenada UTM SIRGAS 2000 Fuso 23		LDA (m)	Assentamento das sapatas (m) / Fase (Fn)					Elevação
		Leste	Norte		REV 36" ou 30"	REV 22" ou 20"	Liner 18"	REV 14" x 13 5/8" x 13 3/8"	REV 10 3/4" ou 9 7/8"	
LB3-P1	Produtor	778580	7271005	-2032	-2118	-3068	-3805	-5343	-5941	Surgente/ Gas Lift
LB3-P2		777371	7270065							
LB3-P3		775979	7269645							
LB3-P4		780419	7269280							
LB3-P5		777493	7268042							
LB3-P6		777972	7266862							
LB3-P7		777243	7265490							
LB3-P8		777383	7264085							
LB3-I1	Injetor de água e gás	776537	7271029	-2032	-2118	-3068	-3805	-5343	-5941	Não se aplica
LB3-I2		778906	7269097							
LB3-I3		776737	7268823							
LB3-I4		779159	7267898							
LB3-I5		776234	7266869							
LB3-I6		775990	7264894							
LB3-I7		775974	7261778							
LB3-I8		778433	7265523							

Da **Erro! Fonte de referência não encontrada.** à **Figura II.2.1.5.2.12-4** está ilustrada a localização dos poços nos blocos e campos. Para melhor visualização, a identificação de cada poço não é apresentada nestas figuras, mas constam nos Arranjos Submarinos, apresentados no **subitem II.2.4.6 - Descrição do sistema submarino.**



LEGENDA

Poços por Empreendimento

DP Lula Sul 3

- Produtor
- Injetor de água
- Injetor de água e gás

DP Lula Oeste

- Produtor
- Injetor de água e gás

SPA Sul Sapinhoá

- Produtor

TLD Sagitário

- Produtor

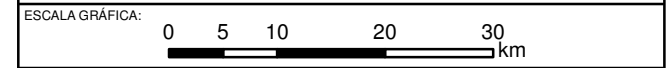
Linhas de Produção/Injeção por Empreendimento

- DP Lula Sul 3
- DP Lula Oeste
- SPA Sul de Sapinhoá

Etapa 3

- Campo de Produção
- Bloco de Exploração

- SPA
- DP
- TLD



Sistema de Coordenadas Geográficas
Datum SIRGAS 2000

REFERÊNCIAS UTILIZADAS:
- Blocos Exploratórios, Campos de Produção (ANP, 2015)
- FPSO/DPs e TLDs (PETROBRAS)

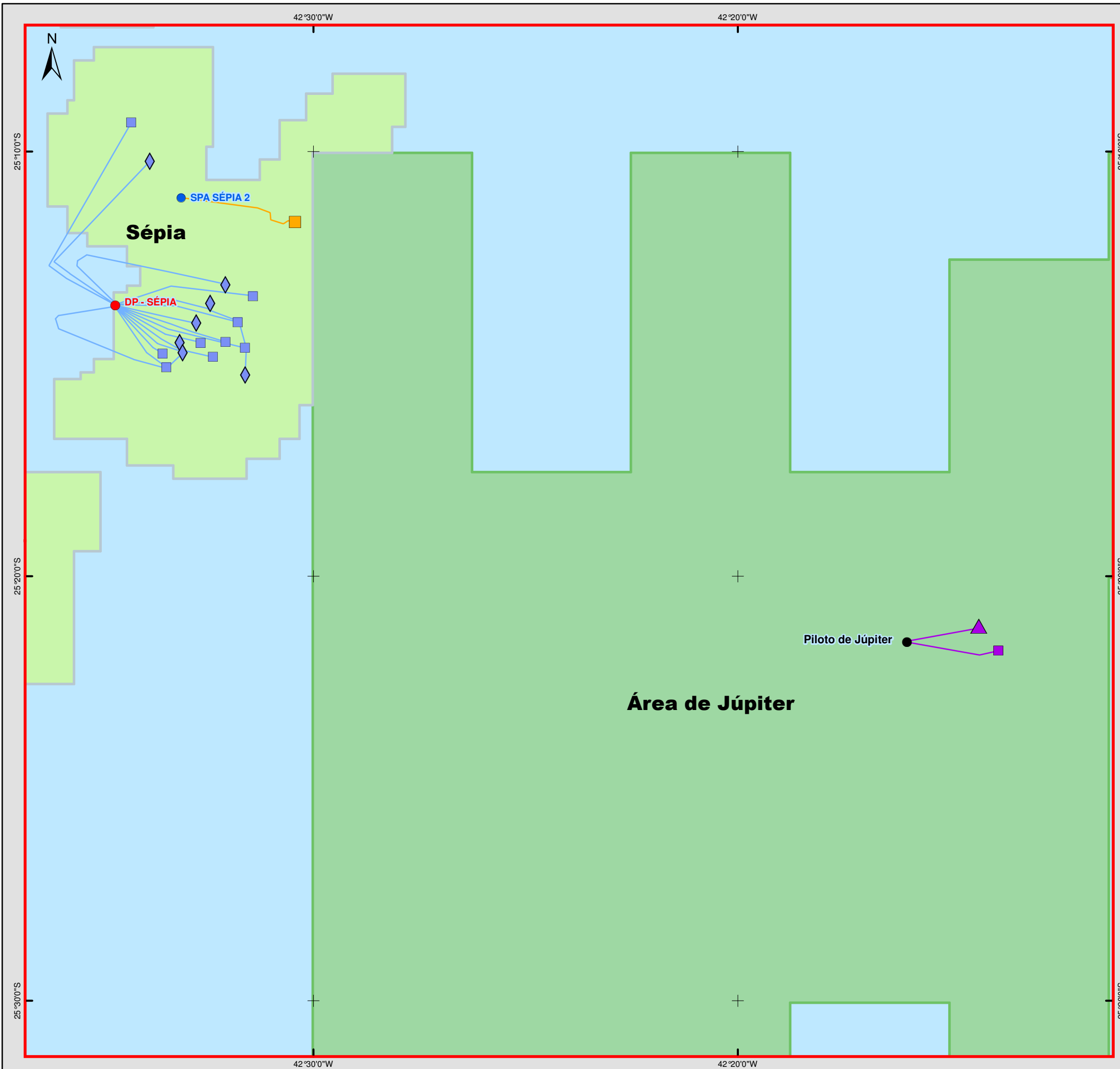


ATIVIDADE DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO POLO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS - ETAPA 3

ESTUDO DE IMPACTO AMBIENTAL – EIA

LOCALIZAÇÃO DOS POÇOS NOS CAMPOS DE PRODUÇÃO LULA OESTE, SUL DE LULA E SUL DE SAPINHOÁ E NA ÁREA DE SAGITÁRIO

ESCALA: 1:700.000	DATA: Setembro/2017
FIGURA Nº II.2.1.5.2.13-1	PROCESSO IBAMA Nº 02001.007928/14-44
FOLHA: 1/1	TAMANHO: A3
ELABORADO POR: José Donizetti	REV: 00



LEGENDA

Poços por Empreendimento

DP SÉpia	Piloto de Júpiter
◆ Injetor de água e gás	▲ Injetor gás
■ Produtor	■ Produtor

SPA SÉpia 2

■ Produtor

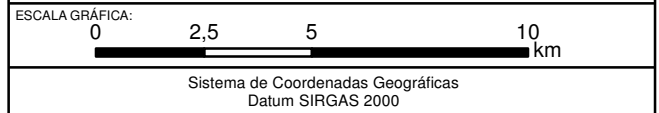
Linhas de Produção/Injeção por Empreendimento

— DP SÉpia
— SPA SÉpia 2
— Piloto de Júpiter

Etapa 3

■ Campo de Produção
■ Bloco de Exploração

● DP
● SPA
● Piloto de Curta Duração



REFERÊNCIAS UTILIZADAS:

- Blocos Exploratórios, Campos de Produção (ANP, 2015)
- FPSO/DPs e TLDs (PETROBRAS)

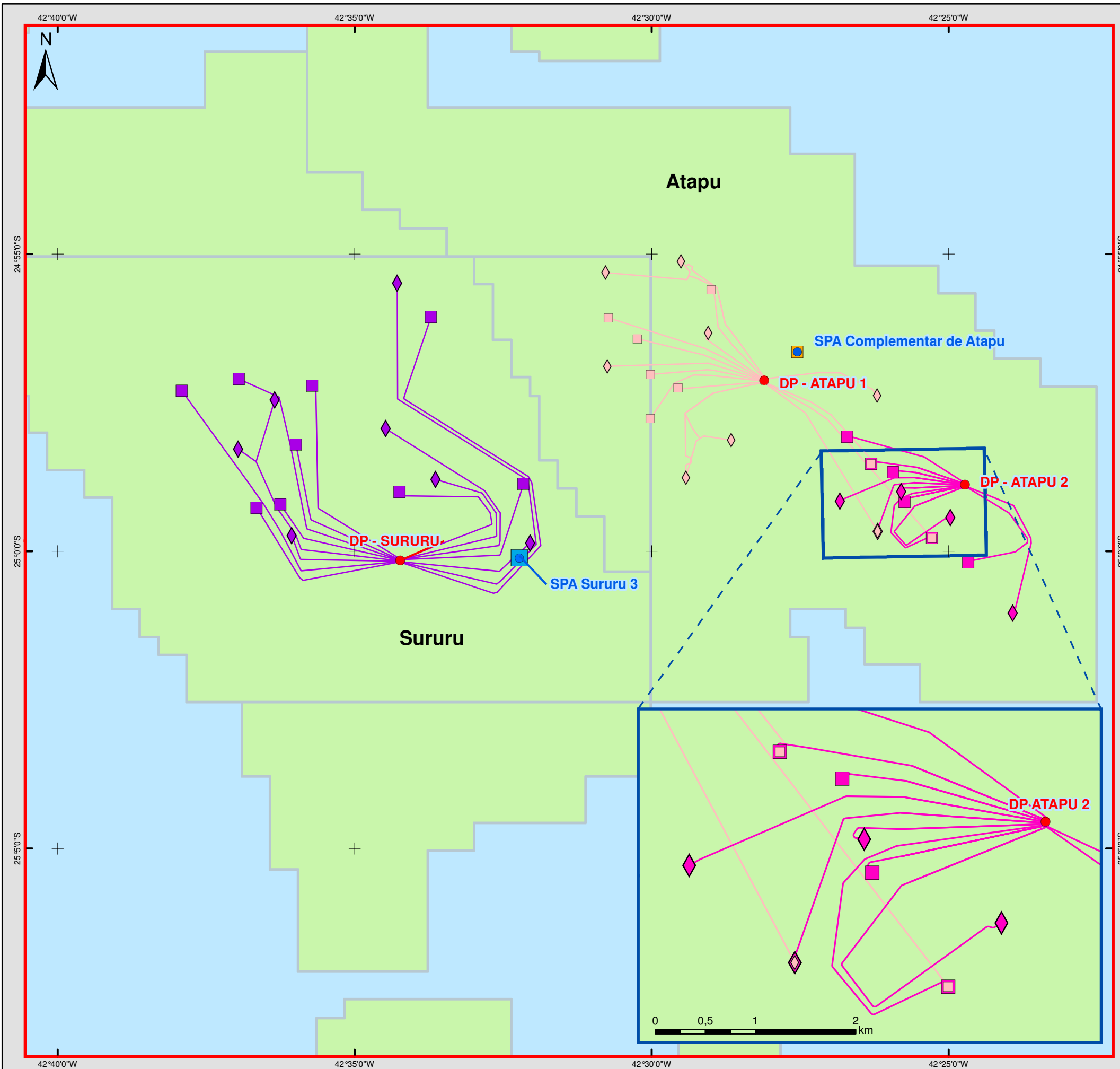


ATIVIDADE DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO POLO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS - ETAPA 3

ESTUDO DE IMPACTO AMBIENTAL – EIA

LOCALIZAÇÃO DOS POÇOS NA ÁREA DE JÚPITER E CAMPO DE SÉPIA

ESCALA:	1:175.000	DATA:	Setembro/2017
FIGURA Nº	II.2.1.5.2.13-2	PROCESSO IBAMA Nº	02001.007928/14-44
ELABORADO POR:	José Donizetti	FOLHA:	1/1
		TAMANHO:	A3
		REV:	00



LEGENDA

Poços por Empreendimento

DP Atapu 1
■ Produtor
◇ Injetor de água e gás

DP Atapu 2
■ Produtor
◇ Injetor de água e gás

DP Sururu
■ Produtor
◇ Injetor de água e gás

SPA Complementar de Atapu
■ Produtor

SPA Sururu 3
■ Produtor

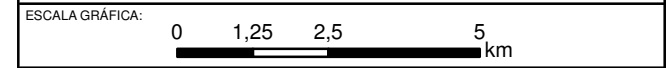
Linhas de Produção/Injeção por Empreendimento

— DP Sururu
— DP Atapu 1
— DP Atapu 2

Etapa 3

Campo de Produção
 Bloco de Exploração

● SPA
● DP



Sistema de Coordenadas Geográficas
Datum SIRGAS 2000

REFERÊNCIAS UTILIZADAS:
 - Blocos Exploratórios, Campos de Produção (ANP, 2015)
 - FPSO/DPs e TLDs (PETROBRAS)

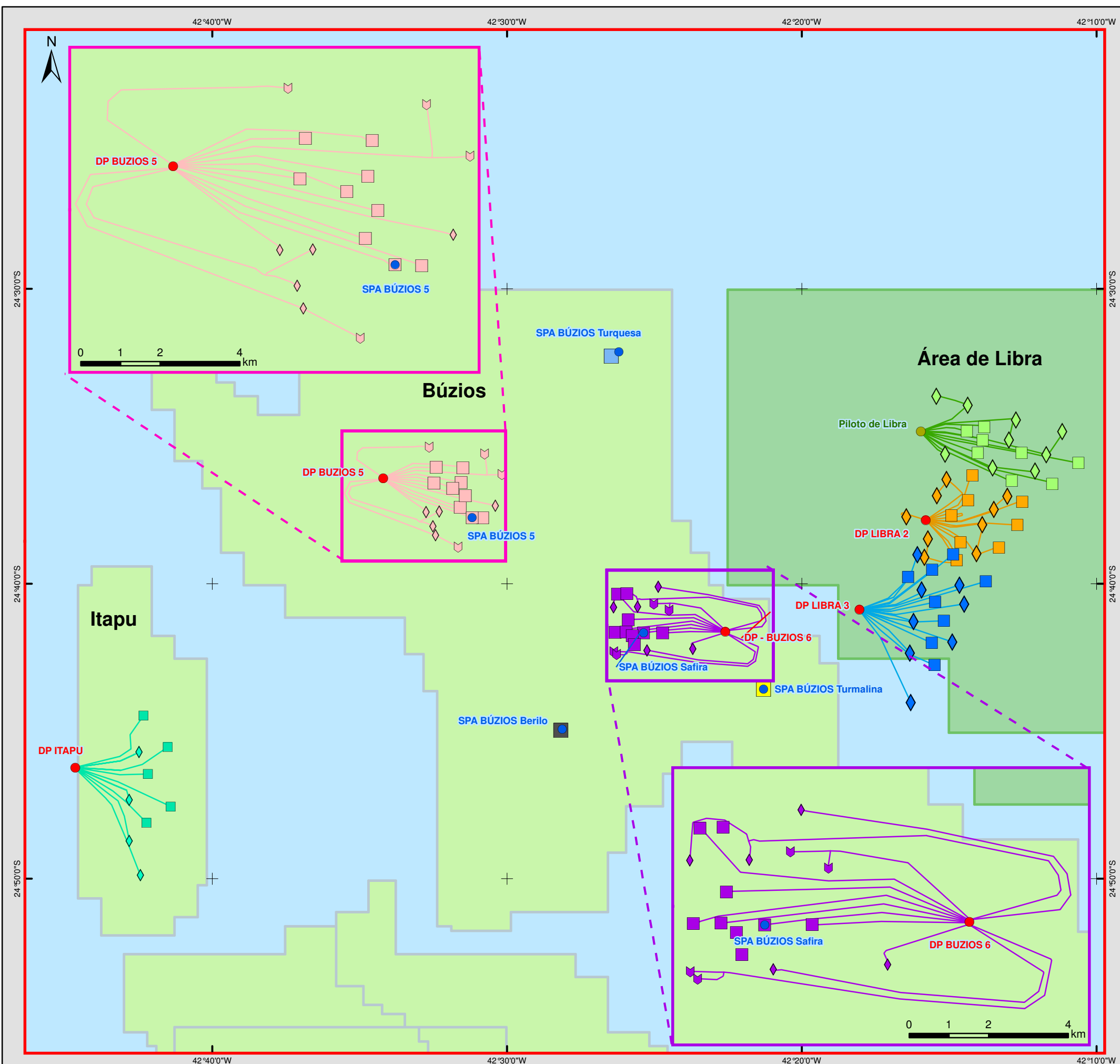


ATIVIDADE DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO POLO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS - ETAPA 3

ESTUDO DE IMPACTO AMBIENTAL – EIA

LOCALIZAÇÃO DOS POÇOS NOS CAMPOS DE PRODUÇÃO SURURU E ATAPU 1 e 2

ESCALA:	1:125.000	DATA:	Setembro/2017
FIGURA Nº	II.2.1.5.2.13-3	PROCESSO IBAMA Nº	02001.007928/14-44
ELABORADO POR:	José Donizetti	FOLHA:	1/1
		TAMANHO:	A3
		REV:	00



LEGENDA

Poços por Empreendimento

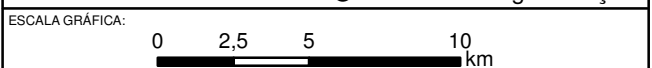
DP Búzios 5	Piloto de Libra
Produtor	Produtor
Injetor de água	Injetor de água e gás
Injetor de água e gás	DP - Libra 2
DP Búzios 6	Produtor
Produtor	Injetor de água e gás
Injetor de água	DP - Libra 3
Injetor de água e gás	Produtor
DP Itapu	Injetor de água e gás
Produtor	
Injetor de água e gás	
SPA Búzios 5	SPA Búzios Safira
Produtor	Produtor
	Produtor
SPA Búzios Turquesa	SPA Búzios Turmalina
Produtor	Produtor

Linhas de Produção/Injeção por Empreendimento

DP Itapu	DP Libra 2
DP Búzios 5	DP Libra 3
DP Búzios 6	Piloto de Libra

Etapa 3

Campo de Produção	SPA
Bloco de Exploração	DP
	Piloto de Longa Duração



Sistema de Coordenadas Geográficas
Datum SIRGAS 2000

REFERÊNCIAS UTILIZADAS:
- Blocos Exploratórios, Campos de Produção (ANP, 2015)
- FPSO/DPs e TLDs (PETROBRAS)



ATIVIDADE DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO POLO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS - ETAPA 3

ESTUDO DE IMPACTO AMBIENTAL – EIA

LOCALIZAÇÃO DOS POÇOS NOS CAMPOS DE PRODUÇÃO DE ITAPU, BÚZIOS E ÁREA DE LIBRA

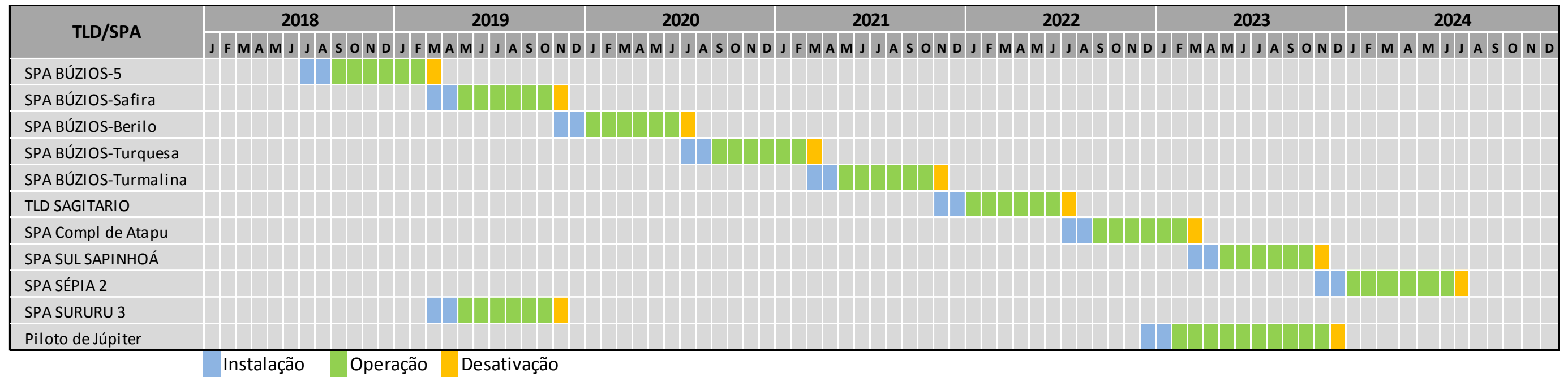
ESCALA:	1:250.000	DATA:	Setembro/2017
FIGURA Nº	II.2.1.5.2.13-4	PROCESSO IBAMA Nº	02001.007928/14-44
ELABORADO POR:	João Felipe	FOLHA:	1/1
		TAMANHO:	A3
		REV:	00

II.2.1.6 – Cronograma Preliminar

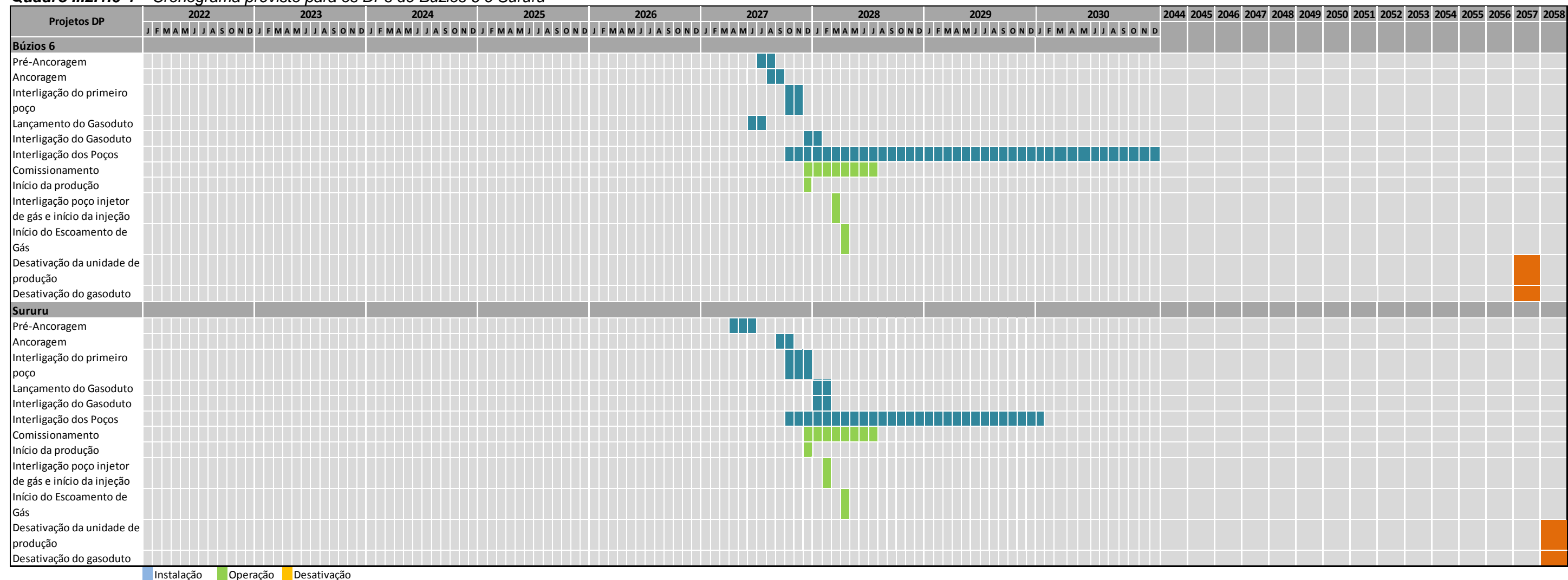
O cronograma previsto das atividades do TLD, SPAs e Piloto de curta duração, contemplando as etapas de implantação, operação e desativação, encontra-se no **Quadro II.2.1.6-1**.

São apresentados os cronogramas das atividades dos DPs e Piloto de longa duração do **Quadro II.2.1.6-2** ao **Quadro II.2.1.6-6**.

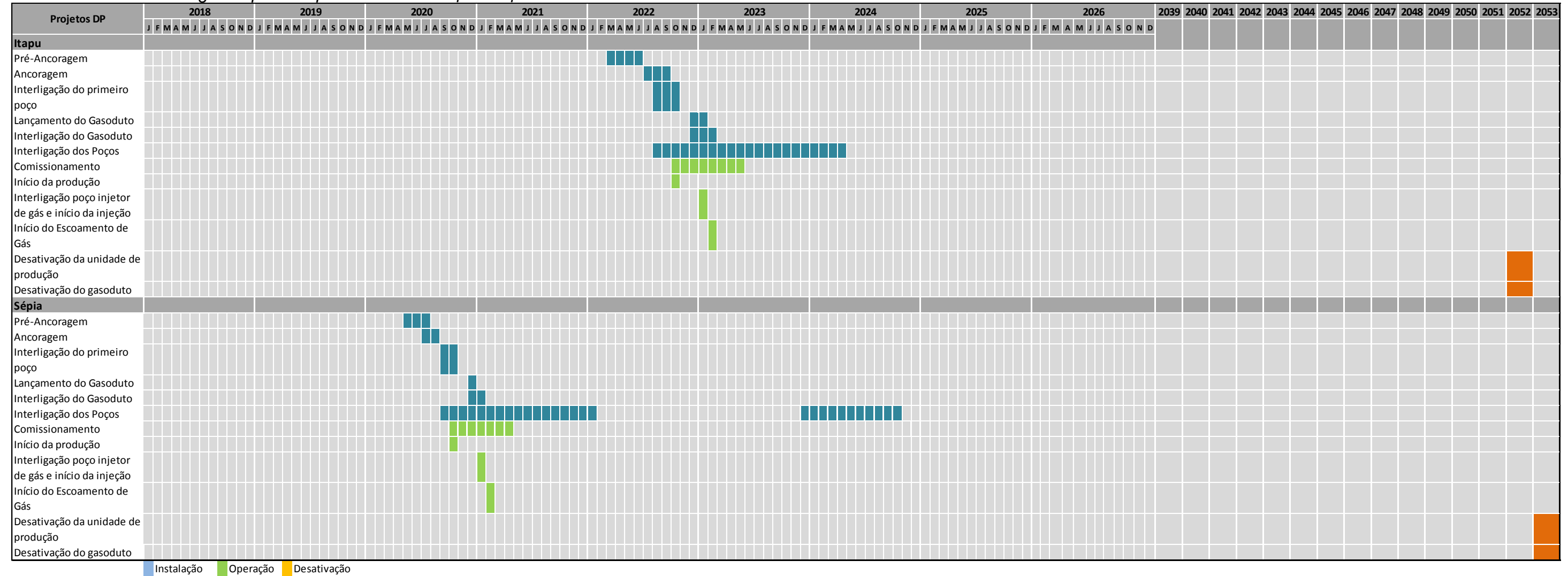
Quadro II.2.1.6-1 – Cronograma previsto para o TLD, SPAs e Piloto de Curta Duração



Quadro II.2.1.6-4 – Cronograma previsto para os DPs de Búzios 6 e Sururu



Quadro II.2.1.6-5 – Cronograma previsto para os DPs de Itapu e Sépia.



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

II.2.1.7.1 – TLD, SPAs e Piloto de Curta Duração

A produção média prevista de óleo e gás para o TLD, SPAs e Piloto de curta duração está apresentada na **Tabela II.2.1.7.1-1**.

Para o TLD e SPAs, o gás produzido será utilizado internamente nos FPSOs como combustível e o excedente será encaminhado para queima na tocha. Nestes empreendimentos, a produção de petróleo é limitada, devido à quantidade máxima de queima do gás associado aprovada pela ANP e IBAMA. Como o Piloto de curta duração (Piloto de Júpiter) possui um poço de produção e um poço de injeção, além do gás consumido como combustível e o gás queimado em tocha para manutenção da operação da unidade, o excedente do gás produzido será reinjetado no reservatório.

Tabela II.2.1.7.1-1 – Produção Média de Óleo e Gás para os TLD, SPAs e Piloto de Curta Duração.

Atividade	Produção de Óleo	Produção de gás
	(m ³ /dia)	(m ³ /dia)
TLD de Sagitário	2.381	540.000
SPA de Sururu 3	1.787	540.000
SPA do Complementar de Atapu	2.185	540.000
SPA de Búzios 5	2.071	540.000
SPA de Búzios Safira	2.071	540.000
SPA de Búzios Berilo	2.071	540.000
SPA de Búzios Turquesa	2.071	540.000
SPA de Búzios Turmalina	2.071	540.000
SPA de Sépia 2	2.507	540.000
SPA de Sul de Sapinhoá	2.268	540.000
Piloto de Júpiter (*)	1.665	2.319.098

(*) Reinjeção de todo o gás produzido excedente

II.2.1.7.2 – Piloto de Longa Duração e DPs

A curva de produção do Piloto de Longa Duração e dos DPs está apresentada na **Tabela II.2.1.7.2-1** à **Tabela II.2.1.7.2-5**.

Tabela II.2.1.7.2-1 – Curva de Produção de óleo, gás e água produzida - DPs de Lula Sul 3 e Lula Oeste.

DP de Lula Sul 3			DP de Lula Oeste				
Ano	Óleo (m ³ /d)	Gás (m ³ /d)	Água (m ³ /d)	Ano	Óleo (m ³ /d)	Gás (m ³ /d)	Água (m ³ /d)
2019	-	-	-	2019			
2020	-	-	-	2020			
2021	4.640	1.361.700	0	2021	4.303	665.554	17
2022	16.280	4.223.800	0	2022	13.173	2.031.778	369
2023	16.853	4.408.500	215	2023	15.103	2.341.756	2.408
2024	14.814	4.010.400	1.271	2024	13.980	2.169.248	5.755
2025	12.233	3.705.200	2.805	2025	10.889	1.688.791	8.179
2026	9.803	3.360.200	4.219	2026	8.702	1.347.852	10.200
2027	8.155	3.141.500	5.350	2027	7.103	1.098.544	12.013
2028	6.988	3.016.200	6.203	2028	6.099	941.923	13.494
2029	6.027	2.814.500	6.906	2029	5.349	824.965	14.498
2030	5.216	2.577.800	7.650	2030	4.834	744.959	15.346
2031	4.530	2.376.700	8.223	2031	4.394	676.724	15.915
2032	3.942	2.216.000	8.574	2032	4.010	617.056	16.276
2033	3.566	2.114.300	9.128	2033	3.734	574.114	16.694
2034	3.244	2.027.900	9.584	2034	3.503	538.322	17.104
2035	2.975	1.978.500	10.129	2035	3.273	502.620	17.362
2036	2.727	1.916.700	10.417	2036	3.072	471.472	17.591
2037	2.526	1.890.200	10.658	2037	2.862	438.912	17.638
2038	2.348	1.860.200	10.898	2038	2.670	409.243	17.623
2039	2.214	1.837.600	11.166	2039	2.485	380.699	17.467
2040	2.086	1.796.400	11.541	2040	2.342	358.543	17.426
2041	-	-	-	2041	2.222	340.001	17.412

Tabela II.2.1.7.2-2 – Curva de Produção de óleo, gás e água produzida - DPs de Sururu, Atapu 1 e Atapu 2.

DP de Sururu				DP de Atapu 1				DP de Atapu 2			
Ano	Óleo	Gás	Água	Ano	Óleo	Gás	Água	Ano	Óleo	Gás	Água
	(m ³ /d)	(m ³ /d)	(m ³ /d)		(m ³ /d)	(m ³ /d)	(m ³ /d)		(m ³ /d)	(m ³ /d)	(m ³ /d)
2019	-	-	-	2019	9.711	2.666.474	1	2019	-	-	-
2020	-	-	-	2020	21.509	5.650.664	5	2020	-	-	-
2021				2021	21.143	5.349.309	474	2021	-	-	-
2022				2022	21.464	5.655.272	916	2022	-	-	-
2023				2023	21.177	5.644.823	1.208	2023	750	163.506	0
2024				2024	18.283	5.466.317	1.582	2024	10.845	2.365.933	4
2025				2025	19.162	5.699.716	2.026	2025	14.913	3.277.059	290
2026				2026	18.976	5.699.786	2.564	2026	16.240	3.879.814	868
2027	2.134	467.077	2	2027	17.130	5.465.184	2.797	2027	16.123	4.588.077	1.325
2028	6.930	1.392.832	3	2028	15.568	5.173.407	3.181	2028	13.450	4.110.891	2.123
2029	7.950	1.565.417	3	2029	13.422	4.429.891	3.471	2029	11.654	3.136.896	2.700
2030	7.493	1.466.392	9	2030	12.174	3.990.652	3.673	2030	10.996	3.081.049	3.624
2031	7.193	1.400.923	33	2031	11.864	3.866.674	4.165	2031	9.083	2.631.791	4.547
2032	6.943	1.336.717	81	2032	11.123	3.661.677	4.505	2032	8.109	2.463.035	5.571

(Continua)

Tabela II.2.1.7.2-2 (Conclusão)

DP de Sururu				DP de Atapu 1				DP de Atapu 2			
Ano	Óleo	Gás	Água	Ano	Óleo	Gás	Água	Ano	Óleo	Gás	Água
	(m ³ /d)	(m ³ /d)	(m ³ /d)		(m ³ /d)	(m ³ /d)	(m ³ /d)		(m ³ /d)	(m ³ /d)	(m ³ /d)
2033	6.701	1.277.635	142	2033	10.307	3.492.321	4.584	2033	7.761	2.500.133	6.873
2034	6.476	1.225.529	209	2034	10.167	3.508.155	4.972	2034	7.179	2.378.299	7.774
2035	6.288	1.184.386	279	2035	9.680	3.429.211	5.163	2035	6.429	2.172.469	8.335
2036	6.095	1.144.998	349	2036	9.120	3.323.141	5.126	2036	6.169	2.128.312	9.290
2037	5.925	1.109.261	421	2037	9.110	3.384.723	5.493	2037	5.701	2.001.294	9.944
2038	5.788	1.081.023	485	2038	8.741	3.362.596	5.644	2038	5.074	1.850.843	10.221
2039	5.615	1.047.687	550	2039	8.276	3.293.830	5.635	2039	4.952	1.898.740	11.107
2040	5.441	1.013.882	619	2040	8.300	3.372.342	6.001	2040	4.640	1.865.205	11.514
2041	5.251	978.084	693	2041	8.044	3.352.130	6.180	2041	4.230	1.780.604	11.420
2042	5.050	940.239	769	2042	7.422	3.136.954	6.136	2042	4.137	1.832.358	11.860
2043	4.863	906.429	848	2043	7.563	3.213.517	6.650	2043	3.932	1.808.107	11.914
2044	4.692	878.106	926	2044	7.393	3.217.640	6.830	2044	3.613	1.723.764	11.592
2045	4.543	856.650	1.004	2045	6.977	3.036.002	6.819	2045	3.577	1.755.742	12.062
2046	4.412	838.599	1.079	2046	6.633	2.767.220	7.260	2046	3.419	1.720.189	12.108
2047	4.278	822.209	1.154	2047	6.542	2.787.061	7.484	2047	3.183	1.638.827	11.731
2048	4.154	810.298	1.223	2048	6.186	2.677.830	7.338	2048	3.206	1.673.860	12.256
2049	4.027	800.570	1.297	2049	6.336	2.754.302	7.798	2049	3.104	1.640.844	12.351
2050	3.895	790.818	1.378	2050	6.196	2.726.637	7.925	2050	2.868	1.556.908	11.637
2051	3.780	780.696	1.450	2051	-	-	-	2051	2.800	1.565.753	11.323
2052	3.674	767.747	1.524	2052	-	-	-	2052	2.725	1.528.890	11.432
2053	3.575	750.046	1.597	2053	-	-	-	2053	2.583	1.451.770	11.148
2054	3.458	724.991	1.656	2054	-	-	-	2054	2.625	1.479.527	11.588
2055	3.369	704.530	1.732	2055	-	-	-	2055	2.559	1.452.809	11.613
2056	3.265	673.296	1.791	2056	-	-	-	2056	-	-	-
2057	3.188	662.468	1.863	2057	-	-	-	2057	-	-	-

**Tabela II.2.1.7.2-3 – Curva de Produção de óleo, gás e água produzida
- DPs de Búzios 5 e Búzios 6.**

DP de Búzios 5				DP de Búzios 6			
Ano	Óleo	Gás	Água	Ano	Óleo	Gás	Água
	(m ³ /d)	(m ³ /d)	(m ³ /d)		(m ³ /d)	(m ³ /d)	(m ³ /d)
2021	6	1.338	0	2021	-	-	-
2022	5.523	1.289.208	544	2022	-	-	-
2023	15.711	3.863.118	1.413	2023	-	-	-
2024	21.402	5.525.765	3.442	2024	-	-	-

(Continua)

Tabela II.2.1.7.2-3 (Conclusão)

DP de Búzios 5				DP de Búzios 6			
Ano	Óleo	Gás	Água	Ano	Óleo	Gás	Água
	(m ³ /d)	(m ³ /d)	(m ³ /d)		(m ³ /d)	(m ³ /d)	(m ³ /d)
2025	20.393	5.401.644	5.492	2025	-	-	-
2026	19.124	5.274.069	8.050	2026	-	-	-
2027	16.898	4.871.823	10.203	2027	1.863	431.874	2
2028	14.441	4.529.829	11.637	2028	13.051	3.025.987	166
2029	14.154	4.992.305	12.787	2029	21.890	5.077.289	1.412
2030	12.438	5.041.381	13.740	2030	21.673	5.119.009	2.893
2031	10.043	4.488.407	14.693	2031	21.891	5.383.090	5.195
2032	8.886	4.227.189	16.506	2032	19.177	4.980.744	7.945
2033	7.735	3.904.597	17.671	2033	15.698	4.335.980	10.313
2034	6.648	3.539.623	17.717	2034	14.049	4.098.293	13.111
2035	6.295	3.514.790	19.448	2035	11.883	3.629.613	15.282
2036	5.759	3.356.052	19.887	2036	9.797	3.136.624	16.236
2037	5.195	3.106.250	19.521	2037	8.896	2.926.489	18.283
2038	5.031	3.138.432	20.603	2038	7.715	2.602.316	19.470
2039	4.702	3.043.632	20.810	2039	6.578	2.238.592	19.360
2040	4.271	2.834.669	20.149	2040	6.281	2.108.874	20.895
2041	4.113	2.863.982	21.151	2041	5.741	1.904.954	21.436
2042	3.824	2.765.556	21.244	2042	5.124	1.697.817	20.056
2043	3.138	2.249.470	17.483	2043	4.862	1.623.740	19.768
2044	3.108	2.248.095	18.276	2044	4.471	1.503.524	19.873
2045	2.963	2.147.389	18.239	2045	4.040	1.385.043	19.152
2046	2.757	1.971.189	17.474	2046	3.991	1.371.323	19.936
2047	2.780	2.020.601	18.355	2047	3.835	1.331.008	20.092
2048	2.672	1.961.291	18.387	2048	3.091	1.125.480	17.452
2049	2.356	1.757.845	15.114	2049	2.924	1.110.850	17.739
2050	2.364	1.773.854	15.634	2050	2.981	1.187.312	17.790
2051	2.261	1.727.579	15.701	2051	2.670	1.087.370	17.011
2052	2.085	1.624.604	14.931	2052	2.670	1.100.879	17.706
2053	2.022	1.636.676	15.580	2053	2.555	1.081.721	17.813
2054	314	261.874	2.510	2054	2.322	891.559	15.966
2055	-	-	-	2055	2.286	710.617	14.726
2056	-	-	-	2056	1.658	533.581	11.056

Tabela II.2.1.7.2-4 – Curva de Produção de óleo, gás e água produzida - DPs de Itapu e Sépia.

DP de Itapu				DP de Sépia			
Ano	Óleo	Gás	Água	Ano	Óleo	Gás	Água
	(m ³ /d)	(m ³ /d)	(m ³ /d)		(m ³ /d)	(m ³ /d)	(m ³ /d)
2020	-	-	-	2020	3.896	716.497	5
2021	-	-	-	2021	15.778	2.904.217	91
2022	6.114	508.010	181	2022	23.919	4.450.787	1.357
2023	14.856	1.234.276	1.742	2023	21.027	4.031.341	5.006
2024	14.710	1.222.164	3.088	2024	17.924	3.644.916	9.262
2025	11.733	974.839	3.963	2025	14.622	3.414.711	12.564
2026	9.833	816.931	5.138	2026	11.611	2.749.291	14.461
2027	8.188	680.266	5.962	2027	10.008	2.522.411	17.178
2028	6.842	568.493	6.569	2028	8.347	2.278.106	18.839
2029	6.075	504.714	7.408	2029	6.903	2.155.616	19.193
2030	5.339	443.595	7.957	2030	5.907	2.124.863	21.280
2031	4.645	385.958	8.211	2031	4.919	1.720.225	22.267
2032	4.233	351.670	8.811	2032	4.196	1.451.896	21.739
2033	3.738	310.569	9.126	2033	4.132	1.346.464	22.655
2034	3.267	271.427	9.155	2034	3.564	1.193.135	22.655
2035	2.971	246.825	9.480	2035	3.149	970.621	22.469
2036	2.657	220.766	9.593	2036	2.880	796.663	21.904
2037	2.403	199.619	9.461	2037	2.797	750.958	22.656
2038	2.276	189.087	9.710	2038	2.589	698.181	22.655
2039	2.104	174.822	9.766	2039	2.344	643.666	21.728
2040	1.946	161.700	9.659	2040	2.322	658.687	22.515
2041	1.880	156.169	9.867	2041	2.212	672.350	20.789
2042	1.789	148.714	9.862	2042	1.875	595.926	17.229
2043	1.676	139.907	9.585	2043	1.877	603.173	17.923
2044	1.656	139.741	9.785	2044	1.761	570.310	16.849
2045	1.593	137.049	9.760	2045	1.546	519.229	13.891
2046	1.455	130.212	8.282	2046	1.572	532.769	14.468
2047	1.385	130.692	7.827	2047	1.517	517.519	14.427
2048	1.350	135.929	7.833	2048	1.413	495.385	13.864
2049	1.318	145.167	7.888	2049	1.414	510.052	14.438
2050	1.255	150.738	7.883	2050	1.356	510.349	14.446
2051	709	87.245	4.570	2051	1.254	477.291	13.897
2052	-	-	-	2052	743	290.658	8.391

Tabela II.2.1.7.2-5 – Curva de Produção de óleo, gás e água produzida – Piloto de Libra e DPs de Libra 2 NW e Libra 3 NW.

Piloto de Libra			DP de Libra 2 NW			DP de Libra 3 NW					
Ano	Óleo (m ³ /d)	Gás (m ³ /d)	Água (m ³ /d)	Ano	Óleo (m ³ /d)	Gás (m ³ /d)	Água (m ³ /d)	Ano	Óleo (m ³ /d)	Gás (m ³ /d)	Água (m ³ /d)
2021	9.787	4.154.521	72	2021	-	-	-	2021	-	-	-
2022	23.293	10.055.398	241	2022	3.867	1.641.843	1	2022	-	-	-
2023	23.532	11.202.415	1.478	2023	22.006	9.780.029	16	2023	5.302	2.203.412	11
2024	20.068	11.675.032	2.769	2024	21.637	11.712.345	761	2024	21.080	8.759.677	492
2025	18.082	11.620.290	5.867	2025	15.840	11.692.031	2.896	2025	22.656	9.415.134	2.320
2026	16.538	11.482.961	9.861	2026	12.179	11.628.857	3.186	2026	22.387	9.317.995	3.386
2027	14.753	10.905.307	11.829	2027	10.346	11.506.470	3.083	2027	21.912	9.259.897	4.301
2028	12.828	10.667.259	13.800	2028	9.008	11.167.361	4.109	2028	21.637	9.707.517	5.550
2029	10.934	9.648.451	15.694	2029	8.342	11.169.256	5.331	2029	20.040	9.959.653	6.825
2030	9.537	8.773.318	17.093	2030	7.503	11.168.281	5.935	2030	18.230	9.928.696	8.154
2031	8.740	8.548.936	17.888	2031	7.011	11.168.401	6.634	2031	16.535	8.622.750	10.652
2032	8.078	8.293.470	18.552	2032	6.457	11.168.756	6.924	2032	15.175	8.778.533	11.702
2033	7.291	7.978.034	19.340	2033	5.789	11.171.836	6.918	2033	13.979	9.227.808	12.405
2034	6.882	8.087.739	19.747	2034	5.160	11.174.077	6.679	2034	13.557	10.426.324	13.629
2035	6.839	8.924.467	19.792	2035	4.639	11.171.057	6.527	2035	12.479	11.176.420	14.181
2036	5.893	7.804.429	19.221	2036	4.172	11.171.625	6.341	2036	11.145	11.054.539	14.019
2037	5.479	7.660.013	20.777	2037	3.764	11.169.061	6.214	2037	7.535	8.397.344	14.577
2038	5.146	7.049.160	21.481	2038	3.510	11.167.508	6.348	2038	5.516	6.570.034	14.116
2039	4.870	6.657.280	21.759	2039	3.356	11.167.194	6.619	2039	5.026	6.373.382	14.107
2040	4.666	6.277.622	21.971	2040	3.204	11.168.326	6.964	2040	4.809	6.510.281	14.659
2041	4.304	5.824.624	22.326	2041	3.020	11.164.940	7.344	2041	4.461	6.380.306	14.592
2042	4.032	5.397.026	22.598	2042	2.861	11.168.785	8.152	2042	4.163	6.245.500	14.396
2043	3.710	4.811.688	22.918	2043	2.775	11.165.968	8.528	2043	4.060	6.408.844	14.853
2044	-	-	-	2044	2.759	11.166.809	8.954	2044	3.840	6.290.127	14.726
2045	-	-	-	2045	-	-	-	2045	3.558	6.052.862	14.643

A Figura II.2.1.7.2-1 à Figura II.2.1.7.2-9 ilustram graficamente a produção de óleo, gás e água produzida dos DPs e Piloto de longa duração.

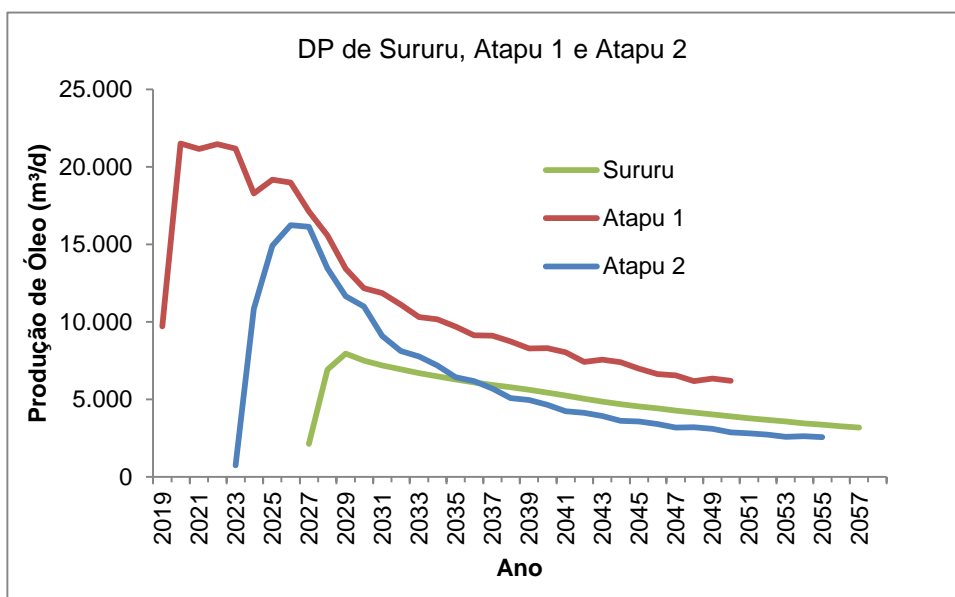
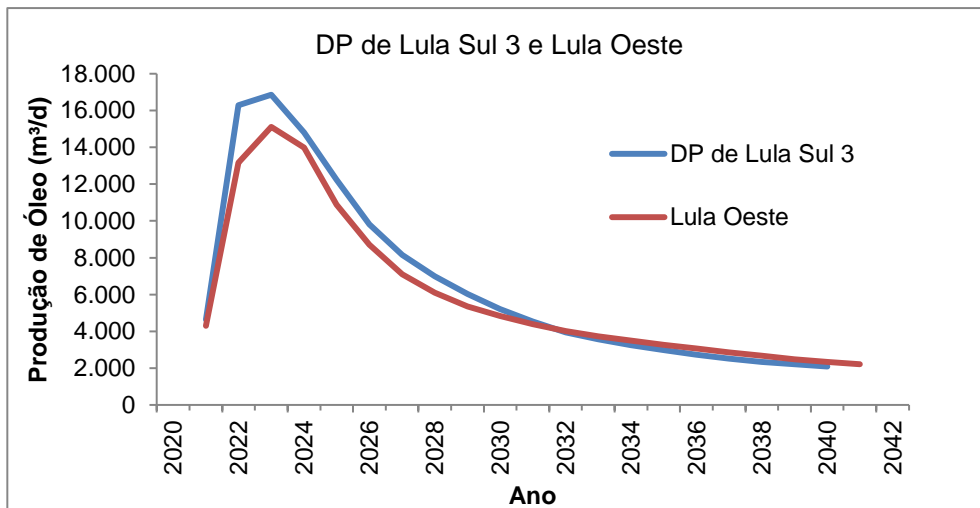


Figura II.2.1.7.2-1 – Curva de Produção de Óleo dos DPs de Lula Sul 3, Lula Oeste, Sururu, Atapu 1 e Atapu 2.

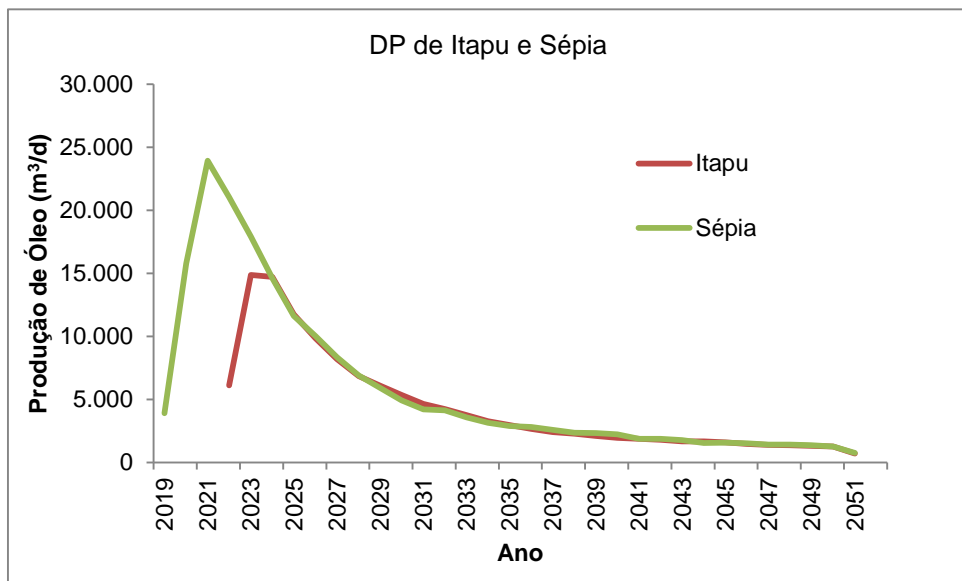
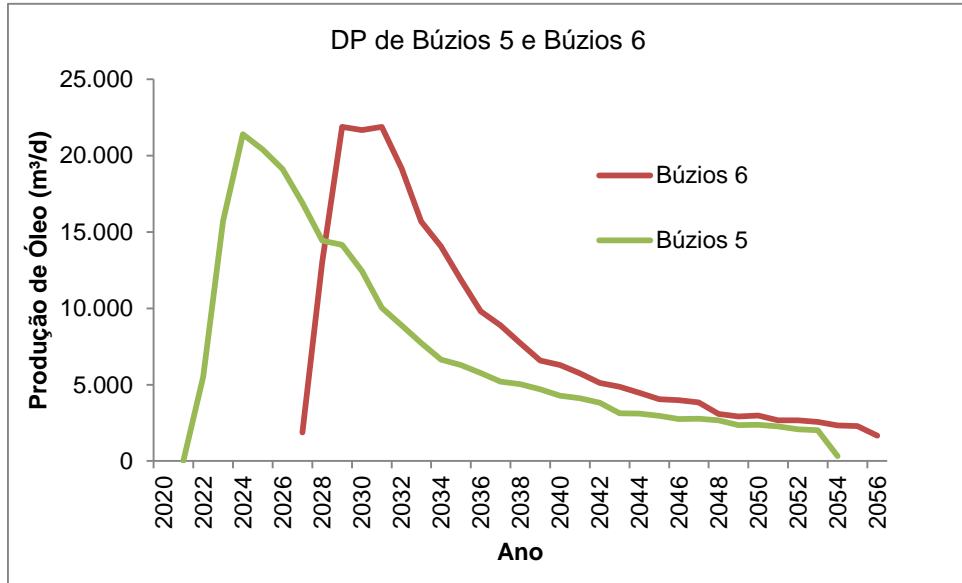


Figura II.2.1.7.2-2 – Curva de Produção de Óleo dos DPs Búzios 5, Búzios 6, Itapu e Sépia.

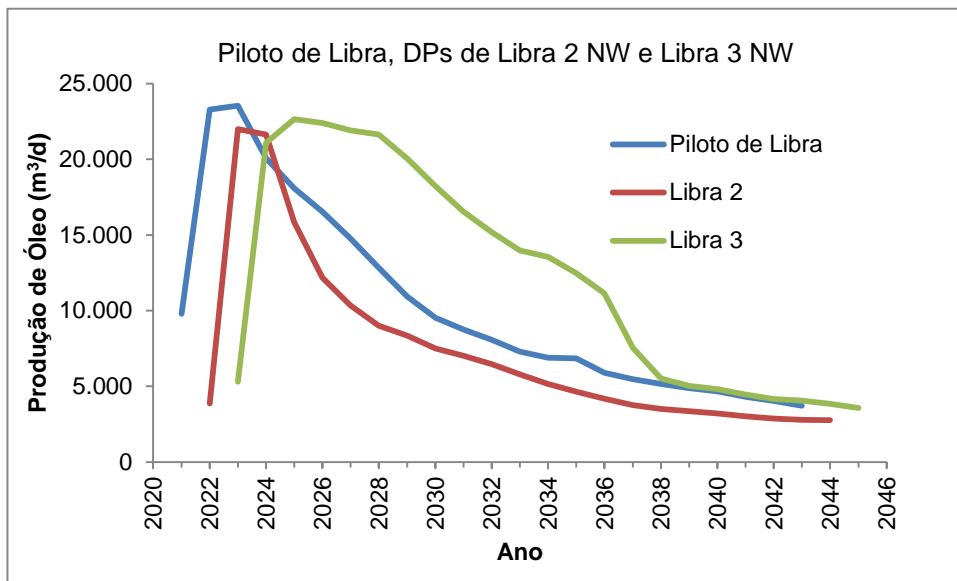


Figura II.2.1.7.2-3 – Curva de Produção de Óleo do Piloto de Libra e dos DPs de Libra 2 NW e Libra 3 NW.

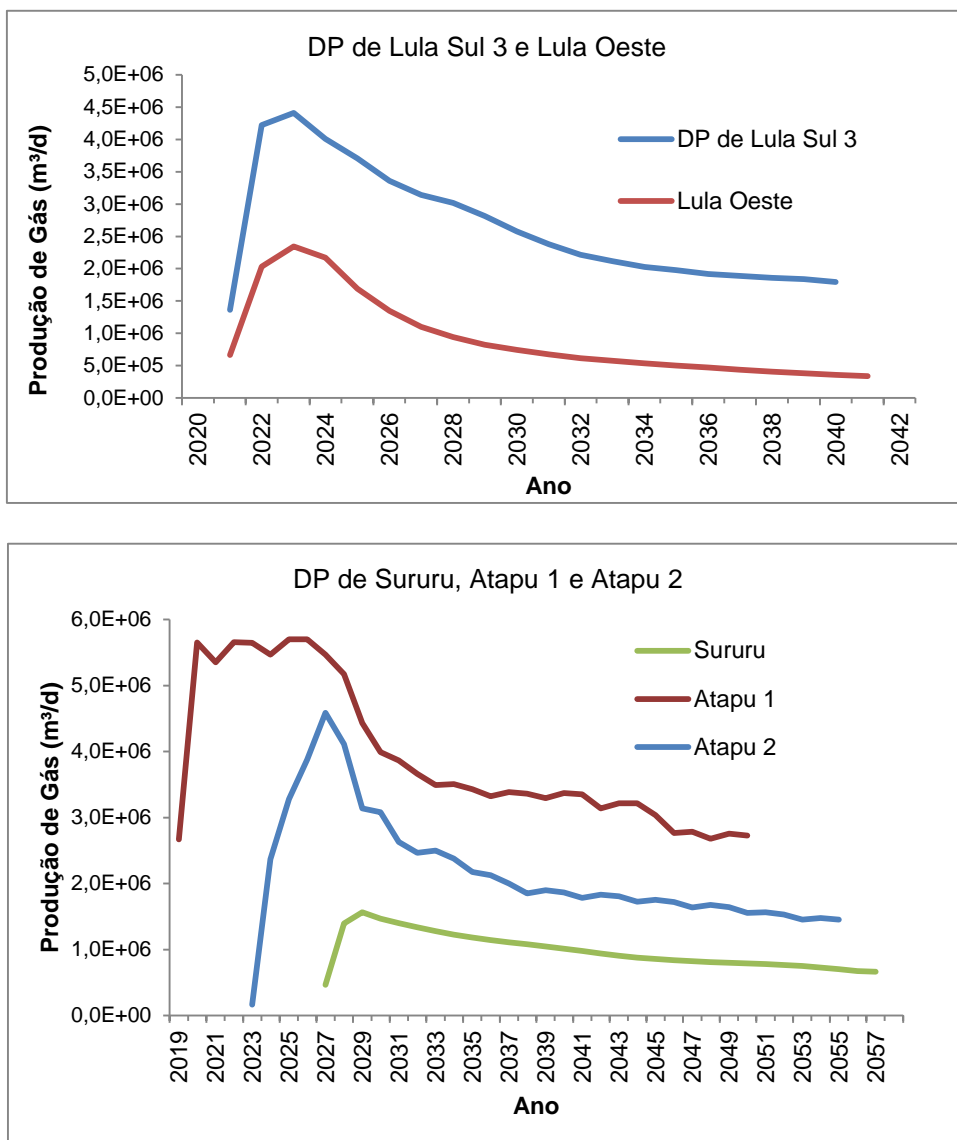


Figura II.2.1.7.2-4 – Curva de Produção de Gás dos DPs de Lula Sul 3, Lula Oeste, Sururu, Atapu 1 e Atapu 2.

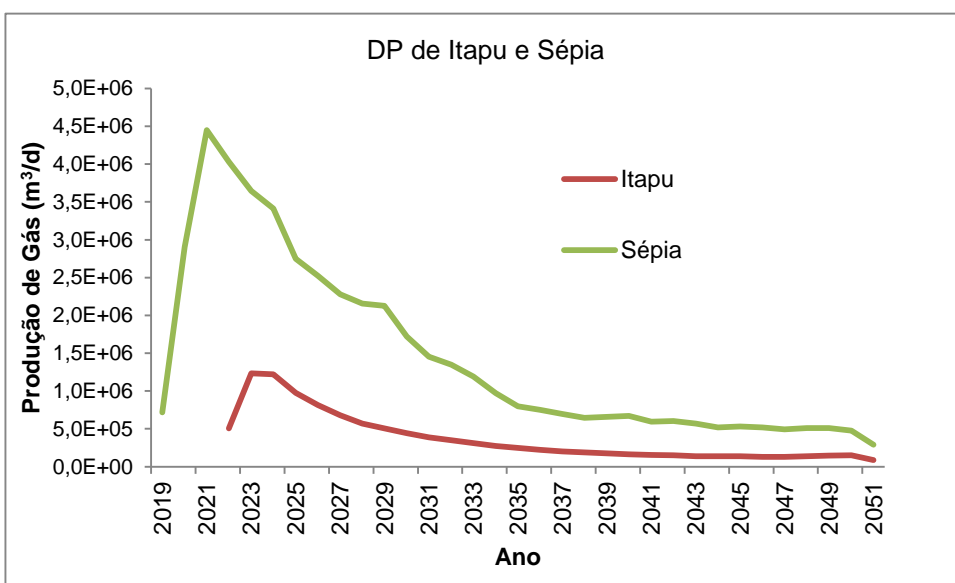
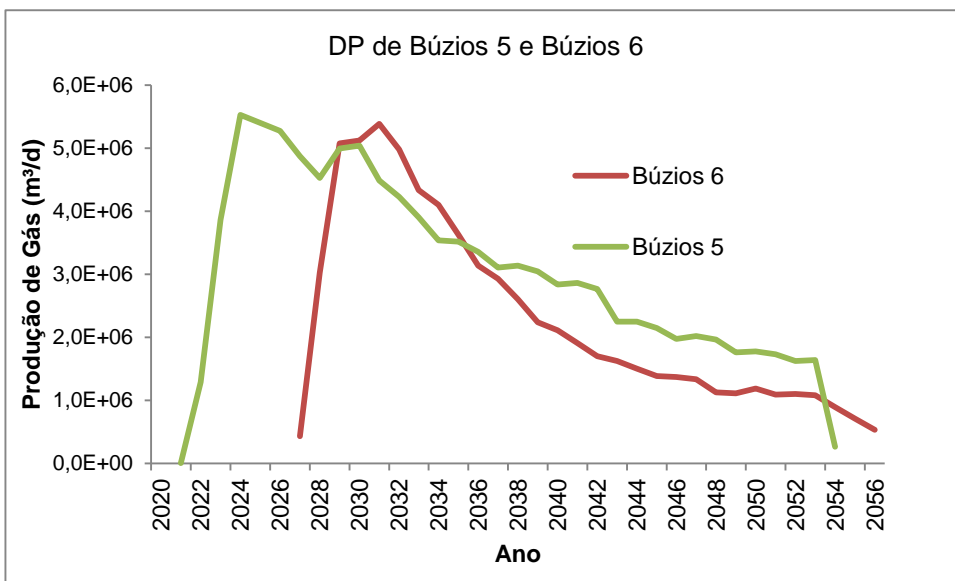


Figura II.2.1.7.2-5 – Curva de Produção de Gás dos DPs de Búzios 5, Búzios 6, Itapu e Sépia.

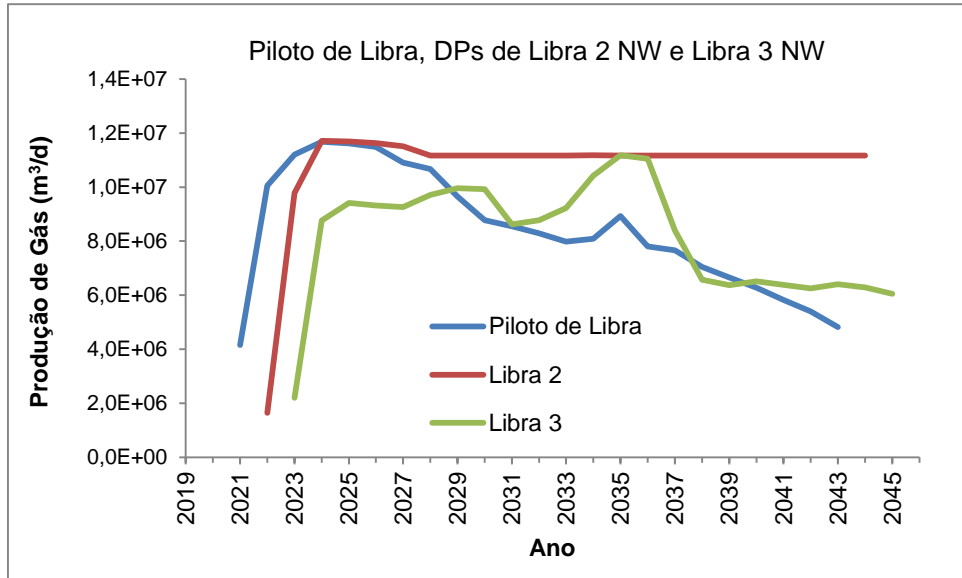


Figura II.2.1.7.2-6 – Curva de Produção de Gás do Piloto de Libra e dos DPs de Libra 2 NW e Libra 3 NW.

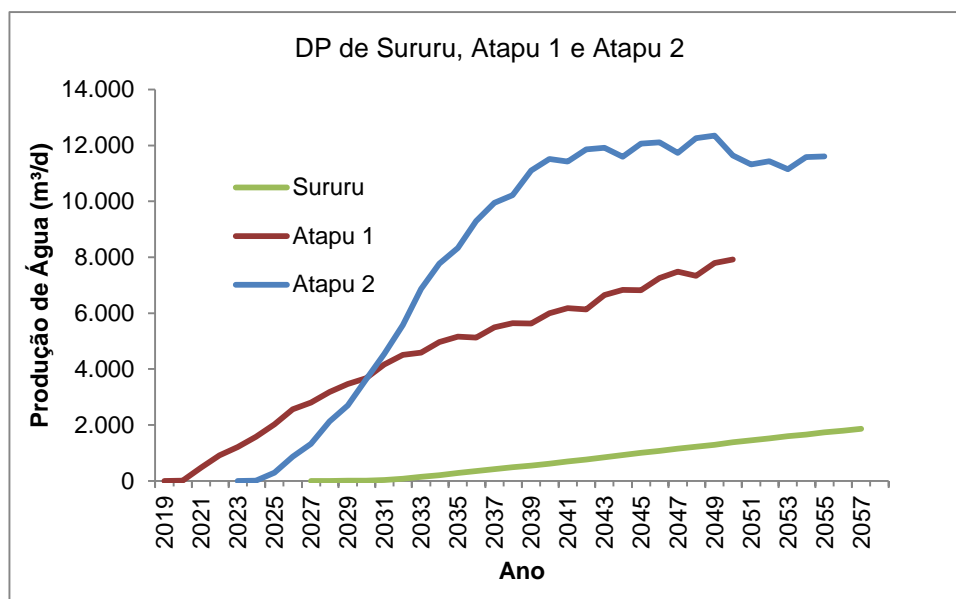
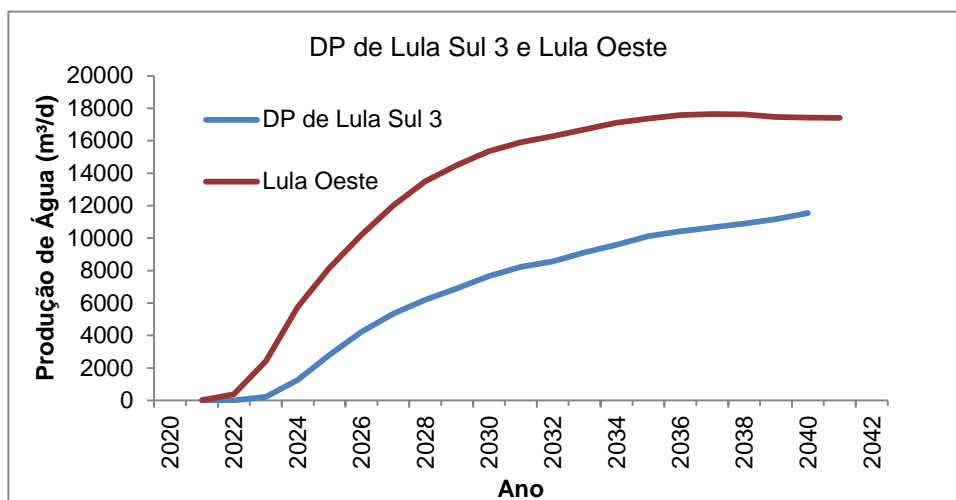


Figura II.2.1.7.2-7 – Curva de Produção de Água Produzida dos DPs de Lula Sul 3, Lula Oeste, Sururu, Atapu 1 e Atapu 2.

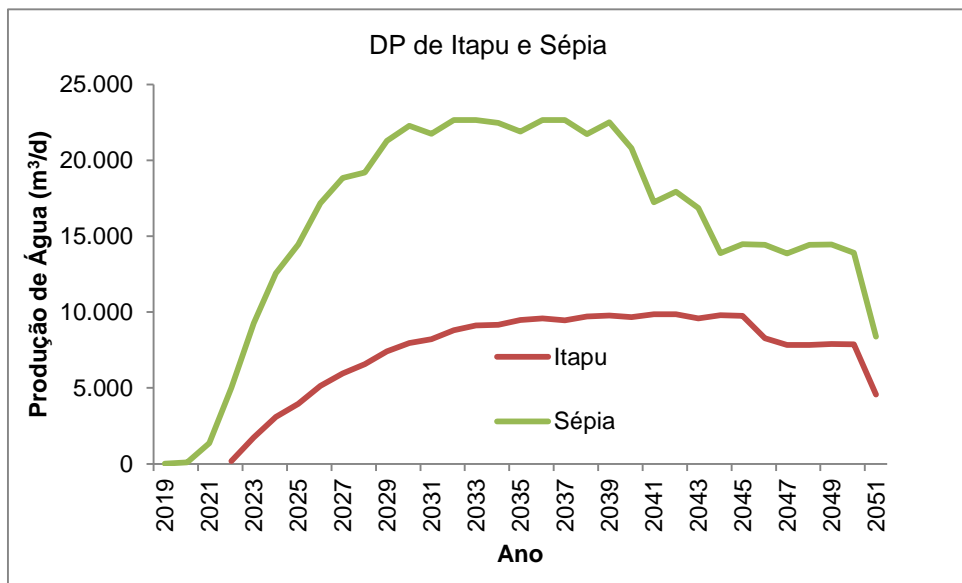
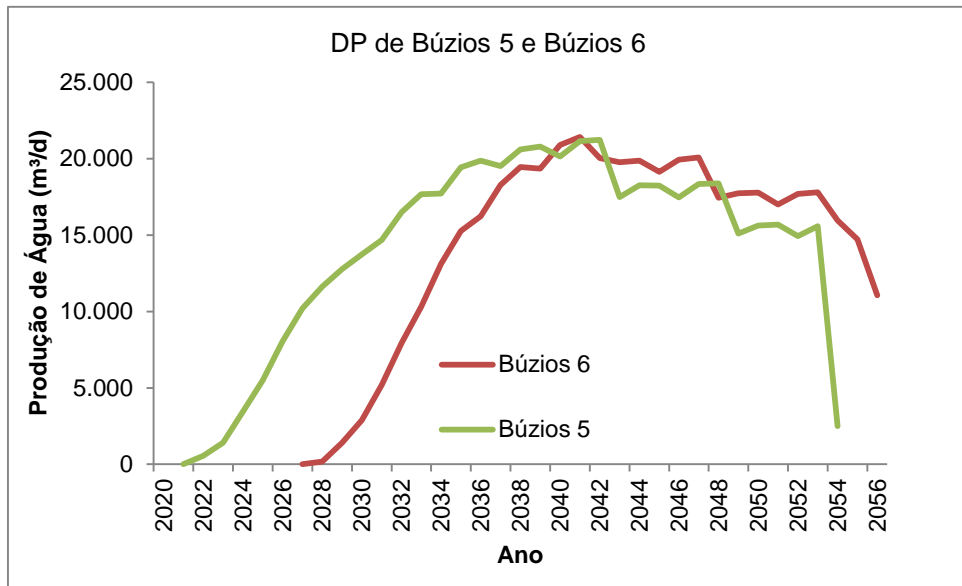


Figura II.2.1.7.2-8 – Curva de Produção de Água Produzida dos DPs de Búzios 5, Búzios 6, Itapu e Sépia.

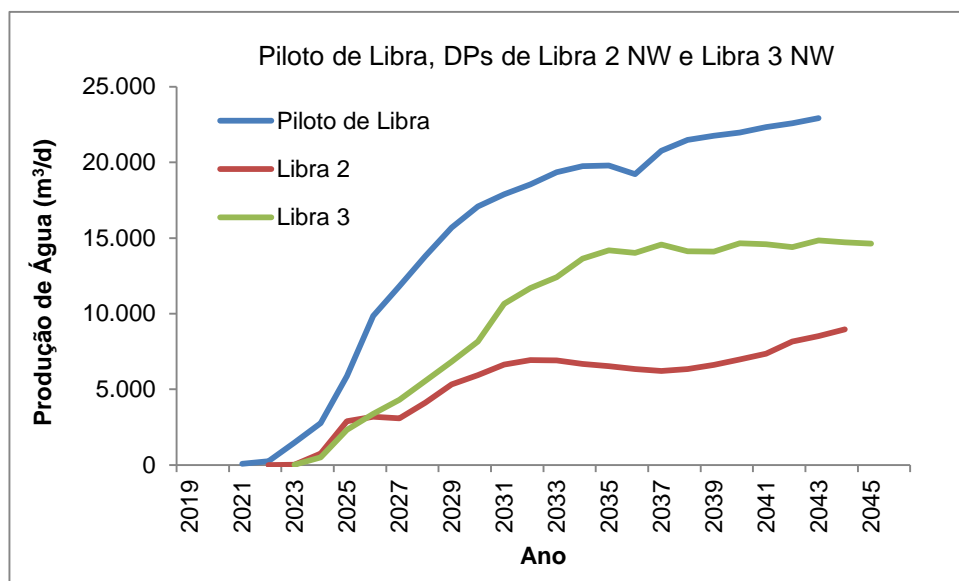


Figura II.2.1.7.2-9 – Curva de Produção de Água Produzida do Piloto de Libra e dos DPs de Libra 2 NW e Libra 3 NW.

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 2015 foi de 2.437 mil barris de petróleo por dia (bpd), ou 387.522 m³/dia³. A produção de petróleo da PETROBRAS no Brasil em 2015 foi de 2.024 mil bpd (321.880 m³/dia)⁴, o que representou 83,1% da produção total.

A produção nacional de gás natural no mesmo período foi de 96.220 mil m³/dia de gás natural e a produção da PETROBRAS no Brasil, de 78.019 mil m³/d de gás natural, o que representou 81,1% do total.

A **Tabela II.2.1.8-1** apresenta a produção nacional de 2015 estratificada por bacia sedimentar, com indicação do percentual da produção da PETROBRAS correspondente a cada bacia.

³ Fonte: ANP (2015). Disponível em:

<<http://www.anp.gov.br/?pg=17019&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1450624380641>>

⁴ Fonte: PETROBRAS (2015)

Tabela II.2.1.8-1 – Produção da PETROBRAS em relação à produção nacional por Bacia Sedimentar no ano de 2015.

Bacia	Produção Nacional de Petróleo				Produção Petróleo PETROBRAS em relação à Produção Nacional - Por Bacia (%)	Produção de Gás Natural		Produção Gás Natural PETROBRAS em relação à Produção Nacional - Por Bacia (%)
	Nacional ⁵		PETROBRAS			Nacional	PETROBRAS	
	m ³ /dia	bpd	m ³ /dia	bpd	(mil m ³ /dia)	(%)		
Campos	259.516	1.632.304	228.637	1.438.083	88,1	28.535	27.211	95,4
Santos	95.761	602.318	61.731	388.273	64,5	32.797	24.143	73,6
Solimões	4.183	26.310	4.182	26.303	99,9	13.864	13.864	100,0
Potiguar	9.310	58.558	9.060	56.987	97,3	1.171	1.012	86,5
Espírito Santo	5.514	34.682	5.504	34.620	99,8	3.610	3.542	98,1
Recôncavo	6.207	39.041	5.977	37.595	96,3	2.646	2.619	99,0
Sergipe	5.302	33.349	5.266	33.122	99,3	2.373	2.363	99,6
Camamu	78	491	27	169	34,5	5.624	1.960	34,8
Parnaíba	2	13	0	0	0,0	4.292	0	0,0
Alagoas	719	4.522	667	4.196	92,8	1.170	1.166	99,7
Ceará	854	5.371	828	5.207	96,9	74	74	100,0
Tucano Sul	1	6	1	6	100,0	66	66	100,0
Total	387.522	2.436.964	321.880	2.024.561	83,1	96.220	78.019	81,1

⁵ Fonte: ANP (2016). Disponível em: < <http://www.anp.gov.br/?pg=79682&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1457009729971> >

Especificamente na Bacia de Santos, local onde se instalará o presente projeto, a produção da PETROBRAS em 2015 correspondeu a 64,5% do total de petróleo produzido na bacia e 73,6% do total de gás natural produzido na bacia.

A contribuição de cada unidade de produção da PETROBRAS na Bacia de Santos em 2015 encontra-se na **Tabela II.2.1.8-2**.

Tabela II.2.1.8-2 – Produção da PETROBRAS em cada unidade de produção da Bacia de Santos no ano de 2015.

Unidades de Produção Bacia de Santos	Responsável	Produção de Petróleo (2015)		Produção de Gás Natural (2015)
		m ³ /dia	bpd	(mil m ³ /dia)
FPSO <i>Dynamic Producer</i>	PETROBRAS	1.018	6.400	225
FPSO Cidade de Angra dos Reis		9.200	57.866	2.754
FPSO Cidade de Itajaí		9.037	56.839	501
FPSO Cidade de Ilhabela		4.947	31.118	1.096
FPSO Cidade de Itaguaí		2.153	13.543	650
FPSO Cidade de Mangaratiba		10.928	68.732	3.497
FPSO Cidade de Paraty		11.498	72.321	2.811
FPSO Cidade de São Paulo		8.080	50.819	1.731
FPSO Cidade de Santos		2.371	14.910	2.203
FPSO Cidade de São Vicente		1.227	7.718	264
PMLZ(*)		207	1.304	1.088
PMXL(*)		981	6.171	7.295
Total(**)			61.646	387.743

* Produção de petróleo referente ao condensado.

** Não contabilizada produção de navios-sonda e semi-submersíveis.

Considerando-se a produção média dos empreendimentos do Projeto Etapa 3, 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 597 mil bpd e 16 milhões m³/d de gás natural⁶, o que corresponde, respectivamente, a aproximadamente 25% da produção atual de petróleo e 17% da produção atual de gás natural no Brasil.

⁶ Produção de gás natural disponível para o mercado (máximo de 90% do volume de gás produzido)

A **Tabela II.2.1.8-3** apresenta a produção disponível ao mercado de todos os empreendimentos do Projeto Etapa 3 e a **Figura II.2.1.8-1** mostra graficamente a produção de petróleo e gás natural dos DPs e Piloto de Longa Duração.

Conforme abordado no **subitem II.2.1.1**, no Piloto de Libra e nos DPs de Libra 2 NW e Libra 3 NW, 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.2.1.8-3 – Produção média disponível ao mercado de óleo e gás dos empreendimentos do Etapa 3.

Empreendimentos Etapa 3 ¹	Produção de Petróleo		Produção de Gás Natural disponível ao mercado (mil m ³ /dia) ²
	m ³ /dia(*)	bpd	
TLD de Sagitário	1.383	8.700	Não se aplica
SPA de Sururu 3	896	5.634	
SPA do Complementar de Atapu	1.083	6.811	
SPA de Búzios 5	1.027	6.459	
SPA de Búzios Safira	1.027	6.459	
SPA de Búzios Berilo	1.027	6.459	
SPA de Búzios Turquesa	1.024	6.441	
SPA de Búzios Turmalina	1.027	6.457	
SPA de Sépia 2	1.243	7.819	
SPA Sul de Sapinhoá	1.125	7.074	
Piloto de Júpiter	1.801	11.330	
DP de Lula Sul 3	6.558	41.251	
DP de Lula Oeste	5.910	37.173	821
DP de Sururu	5.047	31.742	883
DP de Atapu 1	11.741	73.849	3.523
DP de Atapu 2	6.322	39.765	1.939
DP de Búzios 5	7.100	44.659	2.725
DP de Búzios 6	7.855	49.409	2.062
DP de Itapu	4.333	27.255	329
DP de Sépia	5.799	36.476	1.296
Piloto de Libra	10.230	64.343	Não se aplica
DP de Libra 2 NW	7.357	46.272	Não se aplica

DP de Libra 3 NW	12.134	76.320	Não se aplica
Produção Total MÉDIA TLD, SPAs e Piloto Curta Duração - Etapa 3³	1.809	11.378	Não se aplica
Produção Total MÉDIA DPs e Piloto de Longa Duração - Etapa 3	90.387	568.514	15.947
PRODUÇÃO TOTAL MÉDIA ETAPA 3	92.196	579.892	15.947

¹ Vazões anualizadas

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

³ Produção Total TLD/SPAs e Piloto de Júpiter calculada em função do tempo de produção

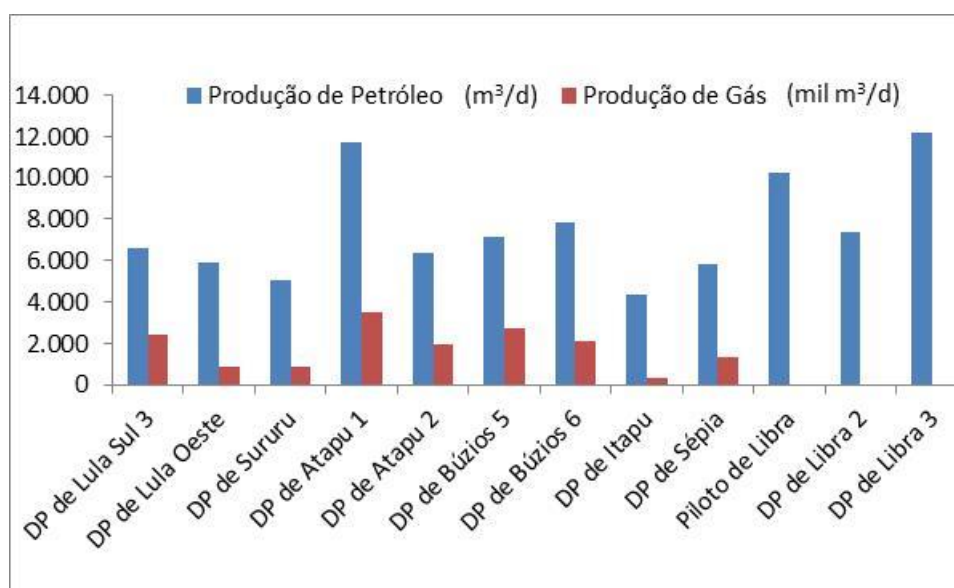


Figura II.2.1.8-1 – Produção média de petróleo e gás natural disponível ao mercado dos DPs e Piloto de Longa Duração do Etapa 3

A **Tabela II.2.1.8-4**, **Figura II.2.1.8-2** e **Figura II.2.1.8-3** relacionam a produção de petróleo e gás natural da PETROBRAS e do Etapa 3 com a produção nacional em 2015, para efeitos de comparação. A produção do TLD, SPAs e Piloto de Curta duração foram anualizadas.

Tabela II.2.1.8-4 – Produção PETROBRAS e Projeto ETAPA 3 em relação à produção nacional observada em 2015.

Produção	Produção de Petróleo		Produção Petróleo em relação à Produção Nacional (%)	Produção de Gás Natural (mil m ³ /dia)	Produção Gás Natural em relação à Produção Nacional (%)
	m ³ /dia	bpd			
Nacional (ANP, 2015) ⁷	387.522	2.437.436	100,0	96.220	100,0
PETROBRAS (PETROBRAS, 2015) ⁸	321.880	2.024.564	83,1	78.019	81,1
Produção Total TLD, SPAs e Piloto Curta Duração - Etapa 3	2.110	13.271	0,5	0	0,0
Produção Total DPs e Piloto Longa Duração - Etapa 3	90.387	568.514	23,3	15.947	17
TOTAL ETAPA 3	92.497	581.785	23,9	15.947	17

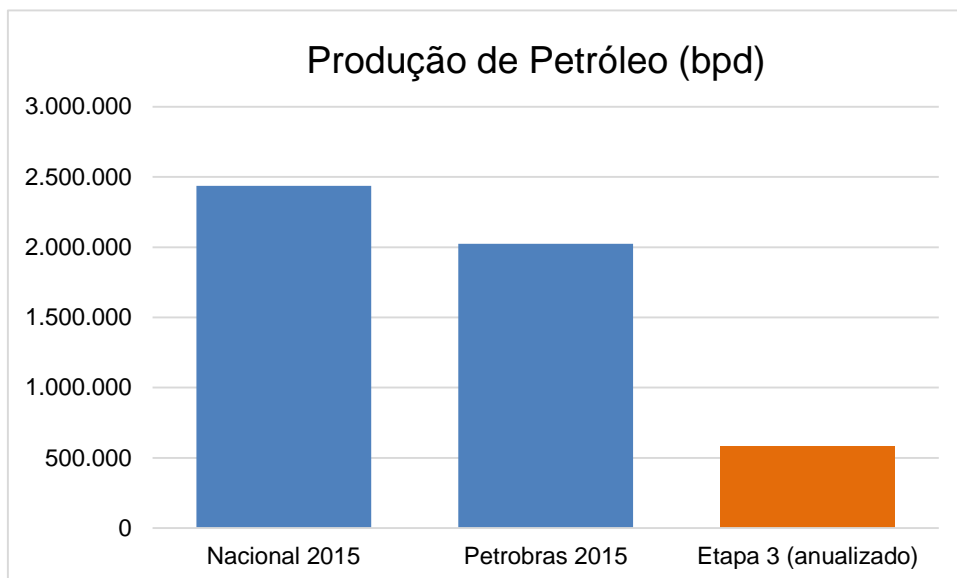


Figura II.2.1.8-2 – Produção média de petróleo do Projeto Etapa 3 em relação à produção nacional e da PETROBRAS em 2015.

⁷ Fonte: ANP (2015). Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=17019&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1450624380641>>

⁸ Fonte: PETROBRAS (2015)

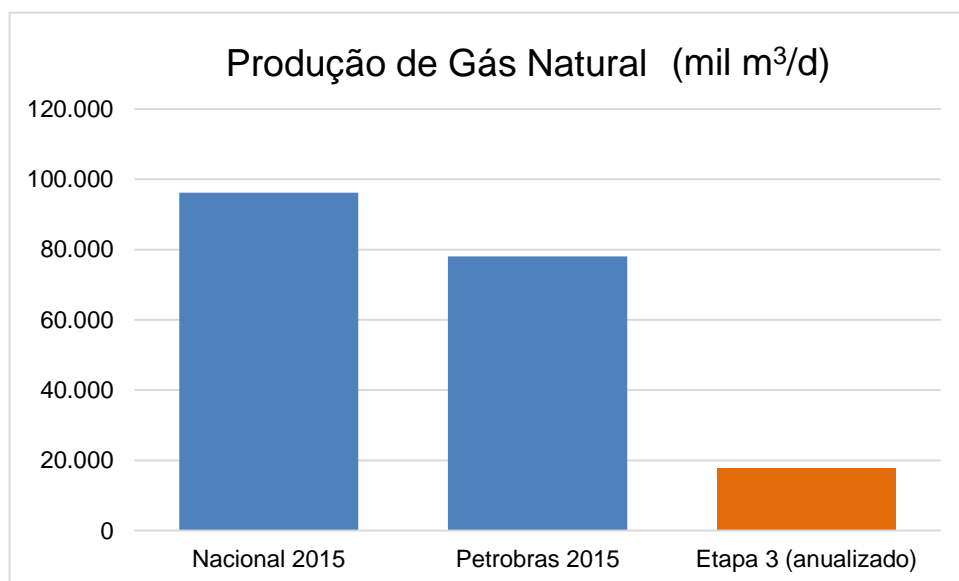


Figura II.2.1.8-3 – Produção média de gás natural disponível ao mercado do Projeto Etapa 3 em relação à produção nacional e da PETROBRAS em 2015.

O aumento previsto da produção na Bacia de Santos devido ao início da operação dos empreendimentos dos Projetos Etapa 1 e Etapa 2, bem como do Etapa 3, 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.2.1.8-5**.

Tabela II.2.1.8-5 – Incremento da produção na Bacia de Santos pela operação dos empreendimentos do Etapa 1, Etapa 2 e Etapa 3.

Ano	Produção Prevista (média diária)							
	Petróleo (m ³ /d)				Gás Natural (mil m ³ /d)			
	Etapa 1	Etapa 2	Etapa 3	Total	Etapa 1	Etapa 2	Etapa 3	Total
2017	55.906	86.502	0	142.408	14.196	15.056	0	29.252
2018	52.829	129.869	579	183.277	13.456	22.184	0	35.640
2019	53.514	199.366	12.082	264.962	13.708	32.148	2.400	48.256
2020	47.132	220.378	27.456	294.966	11.998	35.256	5.730	52.984
2025	20.537	147.858	160.522	328.917	5.258	25.486	21.746	52.489
2030	10.789	83.313	121.340	215.443	2.684	15.734	22.131	40.549
2035	0	52.818	76.900	129.718	0	8.656	15.866	24.522
2040	1.935	38.057	50.308	90.300	619	5.523	12.753	18.896
2045	1.603	29.029	28.796	59.428	516	4.087	8.853	13.456
2050	1.371	24.087	20.914	46.373	443	2.995	7.827	11.265

A **Figura II.2.1.8-4** e a **Figura II.2.1.8-5** apresentam as curvas previstas de produção de petróleo e gás natural pelos empreendimentos das Etapas 1, 2 e 3 ao longo de 33 anos.

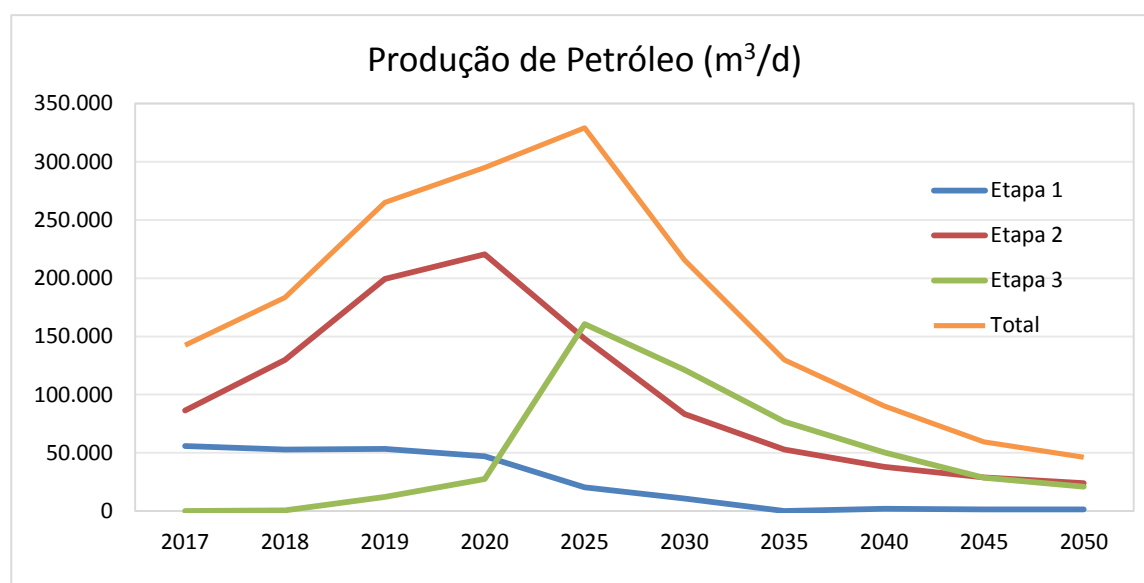


Figura II.2.1.8-4 – Produção prevista de petróleo pelos empreendimentos das Etapas 1, 2 e 3 da PETROBRAS ao longo dos anos.

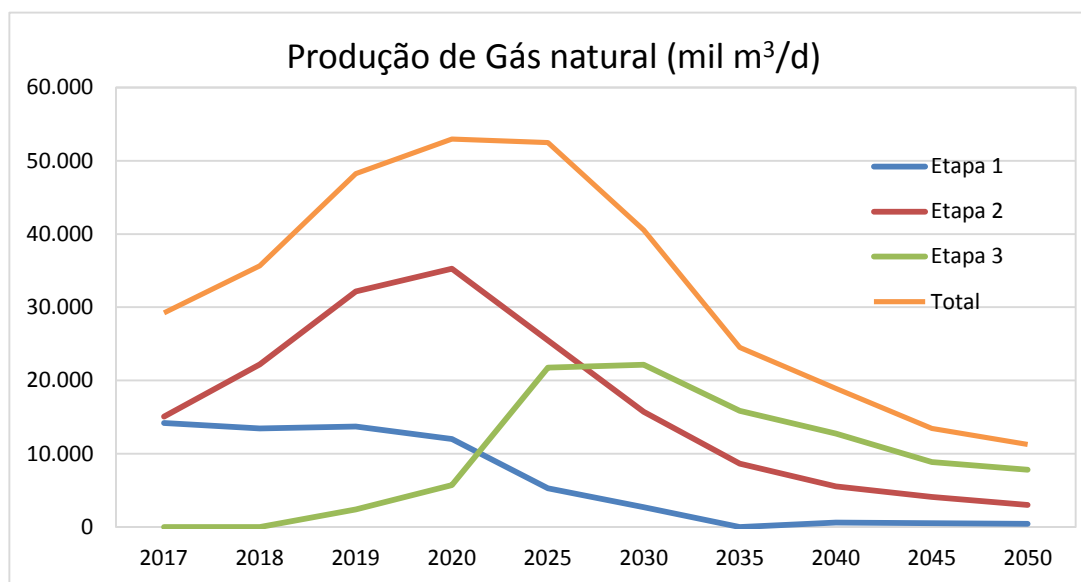


Figura II.2.1.8-5 – Produção prevista de gás natural pelos empreendimentos das Etapas 1, 2 e 3 da PETROBRAS ao longo dos anos.

II.2.2 – Histórico

A seguir são apresentados os históricos dos blocos BM-S-11, BM-S-24, BM-S-50, Cessão Onerosa e Libra e as atividades previstas em cada um deles no escopo do Etapa 3 e um Relato Sumário das atividades que estão previstas no Etapa 3.

II.2.2.1 – Histórico das Atividades Realizadas nos Blocos/Campos

II.2.2.1.1 Lula e Área de Iracema (Bloco BM-S-11)

As atividades exploratórias da PETROBRAS na área do Bloco BM-S-11, localizado na porção central da Bacia de Santos, iniciaram na década de 70, com a aquisição de 572 km de sísmica 2D. Em 2000, a PETROBRAS, a BG e a Petrogal firmaram um consórcio e assinaram contrato de concessão deste Bloco

junto à ANP, sendo a PETROBRAS operadora do consórcio. Entre os anos 2001 e 2002, o consórcio adquiriu 5.230 km² de dados sísmicos da área do Bloco, obtidos através de levantamentos geofísicos especulativos.

O primeiro poço perfurado no Bloco BM-S-11 foi o 1-RJS-628, com o objetivo de testar os carbonatos da seção SAG/Alagoas da Formação Barra Velha. Concluída a perfuração em agosto de 2006, constatou-se que a seção possuía hidrocarbonetos em reservatórios carbonáticos de origem microbial. O poço foi testado e produziu óleo de 28º API.

Outra zona de interesse nos carbonatos bioclásticos (coquinas) da seção Jiquiá Superior foi constatada, dando início ao segundo período exploratório. Pelo fato de ambos os reservatórios se situarem abaixo de uma espessa camada de sal, que ocorre regionalmente nesta porção da bacia, estes passaram a ser denominados reservatórios do pré-sal.

Na continuidade da execução das atividades da fase de exploração do BM-S-11, foi perfurado o poço 1-RJS-656, conhecido como lara, na direção do litoral do estado do Rio de Janeiro, a 227 km da costa e em lâmina d'água em torno de 2.223 m.

O poço 1-RJS-656, assim como o 3-RJS-628, teve como objetivo testar os carbonatos da seção SAG/Alagoas da Formação Barra Velha. A avaliação através dos perfis e testes a cabo indicou a presença de zonas de interesse, com óleo de aproximadamente 27º API, em rochas com porosidade média de 11% e uma espessura porosa com óleo de 335 m. Os estudos realizados apontaram para uma conexão entre os reservatórios da seção *Rift* (BVE300) com os da seção SAG (BVE200 e BVE100).

Os resultados obtidos nesses poços levaram à proposição para a ANP de dois Planos de Avaliação de Descoberta (PAD), um para o poço 1-RJS-628 (Área de Tupi) compreendendo uma área retida de 1974 km², o que corresponde a 37,8% da área original do Bloco BM-S-11, e outro para o poço 1-RJS-656 (Área de lara) compreendendo uma área retida de 320 km², o que corresponde a 6,1% da área original do Bloco BM-S-11.

Lula e Área de Iracema

Na área de Tupi, como era denominado o campo de Lula antes da declaração de comercialidade, foram perfurados dentro do PAD do RJS-628, até a declaração de comercialidade, os poços 3-BRSA-496-RJS (3-RJS-646), localizado 9,2 km ao sul do pioneiro, e o 4-BRSA-711-A (4-RJS-647) na área Norte do PAD, descobridor da Área de Iracema, onde foi feito um teste de formação a poço revestido (TFR) no 1º semestre de 2010, obtendo-se excelentes produtividades nos reservatórios BVE100 e BVE200. Neste poço, foi constatado um contato óleo/água @ -5079 m, diferente do contato obtido através de gradiente de pressão na área do Tupi, indicando se tratar de outra acumulação.

Foi realizado, conforme previsto no PAD, um Teste de Longa Duração (TLD) no poço RJS-646, que consistiu na produção desse poço para o FPSO Cidade de São Vicente, denominado de TLD de Tupi.

Em dezembro de 2010 foi declarada a comercialidade da Área de Tupi, que passou a se chamar Campo de Lula, englobando a Área de Iracema, ao norte do Campo de Lula. Até essa data, haviam sido perfurados, além dos três poços citados, mais sete poços e iniciada a perfuração de mais quatro (RJS-677, RJS-680e RJS-682 na Área de Lula e o RJS-676 na Área de Iracema).

Até dezembro de 2015 haviam sido perfurados mais 82 poços e iniciada a perfuração de mais seis (LL-71, LL-80, LL-84, LL-86, LL-87 e LL-88).

O projeto de desenvolvimento da produção para o campo consiste na instalação de dez plataformas de produção (Piloto, Nordeste, Alto, Central, Sul, Extremo Sul, Norte, Oeste e Áreas de Iracema Norte e Sul) e interligação de poços produtores e injetores a essas plataformas. Seis delas, Piloto, Nordeste, Alto, Central, Sul e Iracema Norte e Sul, já estão em operação. Norte e Extremo Sul têm o primeiro óleo previsto para 2017 e 2018, respectivamente.

O licenciamento desses projetos já foi solicitado em etapas anteriores e um novo projeto, ainda em estudo e informalmente denominado de Lula Sul 3, com o objetivo de otimização da drenagem na parte sul do campo, é objeto do presente Etapa 3.

II.2.2.1.2 Júpiter (Bloco BM-S-24)

A fase exploratória do Bloco BM-S-24 teve início em 29 de agosto de 2001 com duração prevista de oito anos, três anos para o primeiro período, três anos para o segundo e dois anos para o terceiro. Entretanto, o segundo período exploratório teve seu prazo estendido até 28 de fevereiro de 2009. Seu programa exploratório mínimo original consistia na perfuração de dois poços com profundidades finais atingindo a Formação Itajaí-Açu, tendo o compromisso sido renegociado para a perfuração de um poço com profundidade final dentro da mesma formação.

O poço 1-BRSA-559-RJS (1-RJS-652) está localizado no Bloco BM-S-24, a 290 km da costa, estado do Rio de Janeiro, em lâmina d'água de 2.187 m. Situa-se no flanco noroeste de uma estrutura alongada de direção NE-SW, que afeta desde o embasamento até a Base do Sal, tendo atingido a profundidade final de 5.252 m dentro dos carbonatos microbiais da Formação Barra Velha e dos folhelhos da Formação Piçarras, respectivamente, ambos pertencentes ao Grupo Guaratiba.

A perfuração do RJS-652 (1-BRSA-559-RJS) atravessou 130 m dos reservatórios carbonáticos Aptianos da Formação Barra Velha, saturados em um fluido com hidrocarbonetos. Ensaios de liberação *flash*, realizados a partir das amostras de fluido coletadas a cabo, revelaram elevada concentração molar de CO₂ (da ordem de 79% na fração gasosa e 76% no fluido *in situ*).

O aprofundamento do poço 1-BRSA-559A-RJS permitiu constatar uma espessura porosa com hidrocarboneto da ordem de 312 m (*net* de 229 m). A avaliação através dos perfis e testes a cabo indicou a presença de zonas de interesse em rochas carbonáticas com porosidade média de 13%. Análises químicas indicaram a presença de uma capa de gás sobre uma zona de óleo. A capa de gás tem uma razão de solubilidade (Rs) de 3.015 m³/m³, onde a porção gasosa apresenta 79% de CO₂ e 21% de gases hidrocarbônicos e a fração líquida é composta por um condensado de 33° API. A zona de óleo é composta por um óleo de aproximadamente 18° API e razão gás óleo (RGO) de 170 m³/m³.

O fato desta descoberta de hidrocarbonetos estar associada a concentrações muito altas de CO₂, inéditas nas bacias brasileiras, impõe alguns desafios

operacionais para a realização de testes de formação a poço revestido e, posteriormente, para a produção.

O Plano de Avaliação proposto compreendeu uma área retida de 1.393 km² e previu, além da avaliação do potencial de hidrocarbonetos, o desenvolvimento de tecnologias de forma a viabilizar a operacionalidade e o aproveitamento do CO₂. O Projeto Piloto de Júpiter, no BM-S-24, é escopo de licenciamento do Etapa 3.

II.2.2.1.3 Sagitário (Bloco BM-S-50)

A área de Sagitário foi investigada pelo poço 1-SPS-98 (1-BRSA-1063-SPS), em lâmina d'água de 1.871 m e distante 194 km da costa. A perfuração foi concluída em março de 2013. O poço identificou reservatórios na Formação Barra Velha. As operações de perfilagem indicaram reservatório com porosidade média de 14%. Identificou-se a presença de óleo de 32º API, RGO de 150 m³/m³, sem CO₂ e H₂S. As operações de avaliação foram concluídas em maio de 2014.

No Etapa 3 está prevista a realização do TLD de Sagitário, com o objetivo de coletar informações adicionais que permitam o planejamento da exploração desta reserva.

II.2.2.1.4 – Cessão Onerosa

O Projeto de Lei referente à Cessão Onerosa foi aprovado em 10 de junho de 2010 pelo Senado Federal, que autorizou a União Federal a ceder onerosamente à PETROBRAS o exercício das atividades de pesquisa, exploração e produção de petróleo e gás natural em determinadas áreas do Pré-sal, limitando a produção a 5 bilhões de barris de óleo equivalente (“Cessão de Direitos”). Em 10 de setembro de 2010, o Conselho de Administração da PETROBRAS aprovou o contrato de Cessão Onerosa, podendo assim exercer as atividades de pesquisa e lavra de petróleo nas áreas cedidas, mediante pagamento à União como contraprestação pela Cessão Onerosa.

O exercício das atividades na Cessão Onerosa terá a duração máxima de 40 anos, prorrogável por 5 anos. Será dividido em duas fases: (a) Fase de Exploração, que inclui as atividades de avaliação de eventual descoberta de

petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, para determinação de sua comercialidade e (b) Fase de Produção, que incluirá as atividades de desenvolvimento. A Fase de Exploração, com duração máxima de 4 anos, previu a execução das atividades do Programa de Exploração Obrigatório e de eventuais trabalhos adicionais, prorrogável por 2 anos.

Búzios– (Cessão Onerosa)

A área de Franco, como o campo de Búzios era denominado antes da declaração de comercialidade, que faz parte do contrato de Cessão Onerosa, já identificada através de sísmica, teve sua descoberta efetivamente comprovada com a perfuração do poço 2-ANP-1-RJS, em maio de 2010. Geologicamente, este poço está localizado sobre um alto de embasamento com direção 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 dentro das Coquinas da Formação Itapema. O poço teve como objetivo principal investigar a seção Pré-Sal nesta região da Bacia de Santos, onde se constatou a presença dos carbonatos da Formação Barra Velha a 5.415 m, com a coluna de óleo se estendendo até as Coquinas da Formação Itapema.

Na ocasião da perfuração do poço 2-ANP-1, dois intervalos foram testados, Coquinas da Formação Itapema, que apresentou boa produtividade, e a zona BVE-100 da Formação Barra Velha, que se mostrou de baixa produtividade. Posteriormente, em 2011 a zona BVE-300 foi testada, apresentando boa produtividade. Na Declaração de Comercialidade, que ocorreu em dezembro de 2013, a Área de Franco passou a ser denominada de campo de Búzios. Até essa data, haviam sido perfurados mais sete poços e um poço encontrava-se em perfuração (9-RJS-716).

O campo de Búzios está localizado na porção central da bacia de Santos, em frente aos estados de São Paulo e Rio de Janeiro, a cerca de 170 km da costa do município do Rio de Janeiro em lâmina d'água de aproximadamente 1.900 m.

Os reservatórios da área de Búzios se situam entre 5000 e 6000 m abaixo do nível do mar e são caracterizados por sedimentos biogênicos carbonáticos in situ e/ou retrabalhados, de origem microbiolítica da Formação Barra Velha e de

origem bioacumulada, principalmente de bivalves, informalmente denominados de coquinas, da Formação Itapema. Esses sedimentos teriam sido depositados na borda do Alto Externo da bacia de Santos, em uma plataforma isolada, em ambiente de alta energia e distante de aporte siliciclástico, o que possibilitou o desenvolvimento de reservatórios carbonáticos mais espessos, de melhor qualidade permoporosa, com pouca presença de material siliciclástico. Tanto os reservatórios microbiais como o de coquinas apresentam fraturamento, dissolução e carstificação, representando um considerável desafio para o desenvolvimento do campo e para a obtenção de elevados fatores de recuperação.

As análises de fluido realizadas até o momento indicam pouca gradação composicional no campo de Búzios, com óleo de boa qualidade, densidade em torno de 26-28°API, RGO da liberação flash de cerca de 250 m³/m³, teor de CO₂ no gás do *flash* em torno de 23% e teor de H₂S de até 107 ppmv.

Tanto os reservatórios da Formação Barra Velha quanto os da Formação Itapema possuem características permoporosas que variam fortemente ao longo do campo, fato esse comprovado pelos índices de produtividade/injetividade medidos em testes de formação de poços nas diversas zonas.

As medidas de pressões estáticas, tomadas em todos os poços perfurados até o momento e em vários pontos do reservatório, mostram um alinhamento nos valores de pressões e um contato óleo/água em torno de -5760 m, o que indica conectividade hidráulica entre os reservatórios ou, pelo menos, que foi atingido um equilíbrio hidráulico.

Entre a declaração de comercialidade e dezembro de 2015 foi concluído o poço 3-RJS-716 e perfurados mais oito poços.

Em 2015 foi realizado um SPA no poço ANP-1 que consistiu na interligação desse poço ao FPSO *Dynamic Producer*. Em 2016 e 2017 foi realizado o SPA de Búzios 4, realizado com o mesmo FPSO. O projeto para produção do volume contratado sob o regime de Cessão Onerosa no Campo de Búzios, que é de 3.058 MM BOE, consiste na instalação de seis unidades de produção, conforme Plano de Desenvolvimento enviado à Agência Nacional de Petróleo (ANP) em maio de 2015, das quais quatro já foram objeto de licenciamento pelo IBAMA (DPs de Búzios 1 a Búzios 4) e duas são escopo deste Etapa 3 (DPs de Búzios 5

e Búzios 6). Adicionalmente, está sendo solicitado neste Etapa 3 o licenciamento de 2 SPAs, Búzios Safira e Búzios 5, ainda no escopo da Cessão Onerosa.

Como a expectativa é de que o volume recuperável do campo de Búzios seja superior ao volume contratado sob regime de Cessão Onerosa (CO), existe a perspectiva de contratação da PETROBRAS para desenvolvimento desse volume excedente, denominado Excedente da Cessão Onerosa (ECO), sob o regime de partilha. Prevendo essa possibilidade, estão sendo solicitados no Etapa 3 o licenciamento de mais três Sistemas de Produção Antecipada (SPAs), que subsidiarão os projetos adicionais necessários para o desenvolvimento do ECO. São eles os SPAs de Búzios Berilo, Búzios Turquesa e Búzios Turmalina.

Itapu–(Cessão Onerosa)

A área de Florim, como era denominado o Campo de Itapu antes da declaração de comercialidade, de cerca de 45 km², foi investigada pelos poços 1-RJS-704-RJS (1-BRSA-1116-RJS) e 3-RJS-725-RJS (3-BRSA-1215-RJS), perfurados respectivamente em março de 2012 e fevereiro de 2014, tendo juntos atravessado 200 m de coluna de óleo na Formação Barra Velha. As operações de perfilagem indicaram reservatório com porosidade média de 13%. Identificou-se a presença de óleo de 29º API.

Em 03 de setembro de 2014, a PETROBRAS apresentou a Declaração de Comercialidade (DC) do Bloco de Florim, passando este a ser denominado de Campo de Itapu. O prazo de vigência do contrato é de 40 anos, contados a partir da data da assinatura do Contrato de Cessão Onerosa.

No ano de 2015 foi perfurado o poço 9-ITP-1-RJS, a sudeste do RJS 725. Está sendo realizado um SPA no poço 1-RJS-704 com o FPSO Cidade de São Vicente.

O projeto para produção do volume contratado sob o regime de Cessão Onerosa consiste na instalação de uma unidade de produção (DP de Itapu), conforme Plano de Desenvolvimento enviado à Agência Nacional de Petróleo e objeto de licenciamento deste Etapa 3.

Sul de Lula e Sul de Sapinhoá (Cessão Onerosa)

O Bloco de Sul de Tupi, de aproximadamente 68 km², foi investigado pelo poço 4-RJS-698, perfurado em janeiro de 2014, tendo atravessado 322 m na Formação Barra Velha. As operações de perfilagem e testemunhagem indicaram reservatório de porosidade média de 16% na zona BVE-100 e 11% na zona BVE-200. Identificou-se a presença de óleo de 26º API e gás com 13% de CO₂.

A declaração de comercialidade foi feita em dezembro de 2013, quando a área passou a ser denominada de Sul de Lula. Trata-se de uma área contígua ao campo de Lula, que será produzida através da perfuração e interligação de poços às plataformas de produção de Lula Extremo Sul e Lula Sul 3. O DP de Lula Sul 3 está previsto neste Etapa 3.

A área de Sul de Guará (atual campo de Sul de Sapinhoá), de 145 km² de área total e 19 km² com óleo, foi investigada pelo poço 1-SPS-96, perfurado em julho de 2012, tendo atravessado 402 m da Formação Barra Velha e 262 m da Formação Itapema. Foram identificados 75 m de intervalo poroso com óleo na Formação Barra Velha. As operações de perfilagem indicaram reservatório de porosidade média, na zona de óleo, de 10%. Identificou-se a presença de óleo de 29º API. No Etapa 3, está prevista a realização do SPA de Sul de Sapinhoá.

Sépia (Cessão Onerosa) e Sépia Leste (Concessão BM-S-24)

Os campos de Sépia e Sépia Leste do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos (PPSBS) estão localizados a 280 km da costa do estado do Rio de Janeiro, a Nordeste do campo de Lula, em lâmina d'água de aproximadamente 2.150 m.

O campo de Sépia (denominada área de Nordeste de Tupi antes da Declaração de Comercialidade) é uma das áreas adquiridas pela Petrobras por meio do contrato de Cessão Onerosa (bloco 6) celebrado entre a União e a Petrobras em 2010.

O campo de Sépia Leste é a porção leste da jazida que se estende para a área sob contrato de Concessão do bloco BM-S-24 (Plano de Avaliação do poço

1-BRSA-559A-RJS, Júpiter) no qual a Petrobras (operadora) possui 80% de participação e a Petrogal Brasil S.A. possui 20%.

A perfuração do poço pioneiro exploratório do bloco de Nordeste de Tupi, 1-RJS-691, foi iniciada em agosto de 2011 tendo atingido profundidade final de 5.271 m. Devido a perdas severas de circulação durante a sua perfuração, este poço não atingiu a profundidade prevista (Formação Piçarras), não servindo para o cumprimento do Programa Exploratório Obrigatório (PEO). Não obstante, o poço pioneiro revelou excelentes condições permoporosas no intervalo perfurado e em março de 2012 foi declarada a descoberta da área de NE de Tupi.

Em julho de 2012 foi realizado um TRF no intervalo de 5.104,3 m a 5.134,3 m do poço 1-RJS-691. A amostra de óleo coletada durante o teste apresentou °API de 26,2 e RGO de 195 m³/m³, comprovando a potencialidade da área.

Em agosto de 2013, durante a fase de exploração, a ANP foi comunicada por meio da carta E&P-EXP 0675/2013 sobre a possível extensão da acumulação descoberta pelo 1-RJS-691 para a área da Concessão do BM-S-24 (Plano de Avaliação do poço 1-BRSA-559A-RJS, Júpiter).

Em setembro de 2013, para o cumprimento do PEO (que exigia a perfuração de um poço até a Formação Piçarras) iniciou-se a perfuração do segundo poço exploratório (3-RJS-721) na área de NE de Tupi. Este poço foi perfurado distante 3 km a sudoeste do poço pioneiro e comprovou a presença de reservatórios carbonáticos microbiais (Formação Barra Velha), apresentando coluna de óleo superior a 470 m. O contato óleo/água foi constatado a 5.544 m e a profundidade final do poço foi atingida em 5.928 m nos calcários e folhelhos da Formação Piçarras. Foram realizados dois testes neste poço: o primeiro (TFR-01) foi realizado no intervalo de 5.371 m a 5.480 m na zona BVE-300 e o segundo, validado como Teste de Longa Duração – TLD (73 horas), foi realizado no intervalo de 5.085 m a 5.345 m na zona BVE-100/200.

Em julho de 2014, iniciou-se a perfuração do primeiro poço de Aquisição de Dados de Reservatórios (ADR 9-RJS-733), localizado no topo da estrutura. Este poço apresentou perdas severas durante a sua perfuração e testemunhagem,

mas atingiu o objetivo final proposto e adquiriu todas as informações necessárias para a caracterização do reservatório nessa porção da jazida.

Em setembro de 2014 foi declarada comercialidade da área de NE de Tupi que passou a ser chamada de campo de Sépia.

Em 2015 foram realizados dois testes de formação no poço 9-RJS-733, um na zona de produção BVE-100/BVE-200 e outro na zona BVE-300, ambos indicaram excelentes características permoporosas.

O segundo ADR perfurado na área teve o objetivo de investigar as características permoporosas na porção noroeste do campo de Sépia, em fácies sísmicas ainda não testadas pelos 3 poços já perfurados. O poço 9-SEP-01-RJS teve sua avaliação concluída em setembro de 2015, também apresentando boas características permoporosas.

A Declaração de Comercialidade da parcela da jazida que se estende para a área de Concessão do Bloco BM-S-24 deu-se em novembro de 2015, por meio da carta E&P-EXP 1116/2015, resultando no campo de Sépia Leste.

Em 2016 foi realizado o Sistema de Produção Antecipada (SPA) de Sépia permitindo a produção do poço 1-RJS-691 para o FPSO Cidade de São Vicente durante 180 dias com objetivo de obtenção de informações acerca do volume do campo e do comportamento dinâmico do reservatório.

Encontra-se em andamento o processo de unitização da jazida composta pelos campos de Sépia e Sépia Leste, por meio de um Acordo de Individualização da Produção (AIP) entre a Petrobras e a Petrogal Brasil S.A.

O processo de unitização tem por objetivo viabilizar, por meio de um projeto integrado de desenvolvimento, a produção da jazida que se estende por áreas de concessão pertencentes a concessionários diferentes. A expectativa atual é que o processo de unitização da jazida compartilhada de Sépia e Sépia Leste seja concluído até o segundo semestre de 2017.

O projeto do DP de Sépia, objeto de licenciamento deste Etapa 3, visa a exploração da jazida compartilhada de Sépia e Sépia Leste cujo volume total contratado é de 481 milhões de boe sendo: 428 milhões de boe referentes a Sépia (contrato da Cessão Onerosa) e 53 milhões de boe relacionados a Sépia Leste (contrato de Concessão).

Do volume total contratado, aproximadamente 4 milhões de boe já foram produzidos por meio do SPA e, cerca de 477 milhões de boe serão produzidos por meio do projeto DP de Sépia, conforme Plano de Desenvolvimento (PD) da Jazida Compartilhada de Sépia e Sépia Leste que será enviado à Agência Nacional de Petróleo (ANP) juntamente com o AIP.

A concepção do projeto de Sépia não inviabiliza a exploração maximizada do volume remanescente de hidrocarbonetos na jazida compartilhada possibilitando, inclusive, a realização futura de um projeto complementar que contemple a perfuração de novos poços e/ou a instalação de novas Unidades Estacionária de produção (UEP), a depender da contratação do volume excedente de petróleo do contrato da Cessão Onerosa (ECO) e da viabilidade técnica e econômica deste projeto.

Desta forma, solicita-se neste Etapa 3 o licenciamento de um Sistema de Produção Antecipada (SPA), o SPA de Sépia 2, com o objetivo de subsidiar o projeto complementar porventura necessário para o desenvolvimento do ECO.

Sururu e Atapu - Área de lara (BM-S-11 e Cessão Onerosa)

Inicialmente chamada de lara, essa área é formada por três acumulações distintas; Leste, Central e Oeste, que se justificam pela constatação de diferentes contatos óleo/água, características de fluidos e gradientes de pressão. Essas três jazidas estão, portanto, separadas e “trapeadas” por baixos estruturais preenchidos por rochas com características selantes (não reservatório).

Essas acumulações estão contidas no PAD do RJS-656 do BM-S-11, contratado sob o regime de Concessão, e no bloco de Entorno de lara, contratado sob o regime de Cessão Onerosa.

Atapu - lara Área Leste (BM-S-11 e Cessão Onerosa)

As rochas reservatório da área Leste situam-se entre 5000 e 6000 m abaixo do nível do mar e correspondem aos carbonatos da formação Barra Velha (de origem microbial ou travertínica) e às coquinas da formação Itapema (carbonatos

de origem bioacumulada, principalmente de bivalves), ambos depositados durante o Aptiano e pertencentes ao grupo Guaratiba. Reativações tectônicas locais permitiram o desenvolvimento de *mounds* estromatolíticos e/ou travertínicos intensamente carstificados e fraturados, de excelente qualidade permoporosa.

O poço pioneiro 1-RJS-711 (1-BRSA-1146-RJS), compromisso do Programa Exploratório Obrigatório (PEO) do Bloco Entorno de Iara da Cessão Onerosa, que teve a perfuração iniciada em 2013 e concluída em 2014, constatou reservatórios carbonáticos, tanto da formação Barra Velha quanto da formação Itapema com excelentes qualidades permoporosas. Foram totalizados 162m de coluna de óleo na formação Barra Velha, sendo 149m classificados como espessura porosa vertical. A porosidade média do intervalo foi de 15%. Para a formação Itapema foram totalizados 60m de coluna de óleo com 47 m de espessura porosa vertical e porosidade média de 14,9%.

O poço de extensão 3-BRSA-1172-RJS (3-RJS-722), com perfuração iniciada em 2013 e terminada em 2014 constatou o topo da formação Barra Velha a 5116,5 m e o contato óleo/água a 5642,5 m (-5614 m) dentro da formação Itapema, sendo concluído à profundidade medida de 5907 m, onde amostrou lamitos carbonosos associados à formação Piçarras. Nesse poço, foi totalizada uma espessura porosa vertical (*net pay*) de 304 m na formação Barra Velha com porosidade média de 13,7%. Na formação Itapema, a espessura porosa vertical foi de 9,57 m com 9,2% de porosidade média.

Até dezembro de 2014, quando ocorreu a Declaração de Comercialidade (DC), mais um poço havia sido perfurado, 3-BRSA-1243-RJS (3-RJS-729) e outro se encontrava em perfuração, o BRSA-1284-RJS (9-RJS-730). Esses poços tiveram avaliação concluída em outubro e julho de 2015, respectivamente. A partir dessa data, a Área Leste de Iara deu origem a dois campos: Campo de Atapu, no Bloco Entorno de Iara, e Campo de Oeste de Atapu, no bloco BM-S-11. A separação em dois campos se deve a questões meramente contratuais, sendo a jazida comum aos dois campos.

As amostras de fluido obtidas até o momento na jazida de Atapu revelaram um óleo com API de 26º a 28º, RGO que varia entre 230 a 250 m³/m³, teor de

CO₂ em torno de 28% e teor de H₂S apresentando variações entre 4 e 20 ppmv, considerando-se apenas as zonas de interesse para produção.

Foi realizado um SPA no poço 3-BRSA-1172-RJS (3-RJS-722) de maio a dezembro de 2014, que consistiu na produção do poço interligado ao FPSO Cidade de São Vicente.

Até dezembro de 2015 mais dois poços foram perfurados: 9-ATP-1 e 9-ATP-3. A avaliação do 9-ATP-1 foi concluída em fevereiro de 2016.

O projeto de desenvolvimento da produção da área de Atapu consiste na instalação de duas unidades de produção, às quais serão perfurados e interligados os poços produtores e injetores. Os poços já perfurados devem ser completados e interligados às unidades de produção. O licenciamento das duas unidades, DPs de Atapu 1 e Atapu 2, é objeto deste Etapa 3, assim como do SPA do Complementar de Atapu.

Sururu - Iara Área Central (BM-S-11 e Cessão Onerosa)

Em cumprimento ao proposto no PAD original e suas revisões, foram perfurados na chamada área Central do BM-S-11 mais três poços: 3-BRSA-891A-RJS (3-RJS-682A), 3-BRSA-1181D-RJS (3-RJS-715D) e 9-BRSA-1212-RJS (9-RJS-726), que permitiram delimitar a acumulação descoberta pelo Poço 1-BRSA-618-RJS (1-RJS-656). Nenhum poço foi perfurado no Bloco do Entorno de Iara (Cessão Onerosa) na área central.

Os poços 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-BRSA-1212-RJS (9-RJS-726) a -5711 m. A porosidade média nos poços varia de 10 a 15% e a espessura porosa com óleo varia de 135 a 376 m.

A maioria dos intervalos testados nessa acumulação apresentaram, mesmo após acidificação, valores de índices de produtividade bastante modestos. Essa produtividade relativamente baixa, quando comparada com as altas produtividades de outras áreas do Pré-Sal, está relacionada às características de parte dos reservatórios constatados nesta acumulação, de boa porosidade média,

porém com baixa permeabilidade (reservatórios microporosos). O teste do poço multifaturado 3-BRSA-1181D-RJS (3-RJS-715D) resultou em um Índice de Produtividade (IP) próximo ao obtido com poços verticais. Entretanto, o poço 9-BRSA-1212-RJS (9-RJS-726), que perfurou feições sísmicas interpretadas como bioconstruções carbonáticas, obteve excelentes resultados nos dois intervalos testados. Nesta região, nas proximidades do poço 9-BRSA-1212-RJS (9-RJS-726), é onde está o foco principal do plano de desenvolvimento para a área central.

Com a Declaração de Comercialidade (DC) a área Central deu origem aos campos de Sururu, Norte de Sururu e Sul de Sururu. O campo de Sururu originou-se do bloco exploratório BM-S-11, onde a PETROBRAS tem como parceiros a BG e a GALP, e os de Norte de Sururu e Sul de Sururu originaram-se do Bloco Entorno de Iara (CO), que não possuem participação de outras empresas. Todos os campos são operados pela PETROBRAS.

Além disso, está sendo solicitado no Etapa 3 o licenciamento de um Sistema de Produção Antecipada (SPA de Sururu 3). e de um segundo projeto de Desenvolvimento da Produção, o DP de Sururu.

II.2.2.1.5 – 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 07/07/2010 e término em 07/12/2010 ao atingir a profundidade final de 6.029 m na base da sequência das coquinas, Formação Itapema. A conclusão da avaliação do reservatório ocorreu em 05/02/2011 após realização de um teste de formação em poço revestido (TFR-01). O poço foi reclassificado como descobridor de bloco com óleo e abandonado provisoriamente por logística de exploração e por estar em área pertencente à União.

O Bloco de Libra foi adquirido pelo consórcio formado pela PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S.A. (Operadora), Shell Brasil Petróleo Ltda., Total E&P do Brasil Ltda., CNOOC Petroleum Brasil Ltda. e CNOOC Brasil Petróleo e Gás

Ltda., na primeira rodada de Partilha de Produção realizada pela ANP em 21/10/2013, no novo modelo de Contrato de Partilha (CP Libra). A PETROBRAS como operadora detém 40% de participação, a Shell e a Total 20% cada uma e as companhias CNOOC e CNODC 10% cada.

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 de 2012, sendo adquirido pela PETROBRAS em fevereiro de 2013. Esta atividade de pesquisa sísmica 3D, denominada Santos Fase VI-A, possui uma área de 2.850 km², englobando toda a área do Bloco Libra.

Nos meses de agosto e setembro de 2014 foram perfurados no Bloco de Libra dois poços de investigação: o 3-BRSA-1255i-RJS e o 3-BRSA-1267i-RJS, respectivamente. Esses poços foram perfurados com o objetivo de investigar riscos geológicos rasos, como a possibilidade de ocorrência de água pressurizada. O objetivo da perfuração foi atingido e não foram observados influxos de água para os poços.

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 5,3km a sul do poço 2-ANP-2A-RJS e a 3,8km a sudoeste do 3-BRSA-1255-RJS. A perfuração foi iniciada em 25/05/2015 e concluída em 16/10/2015, tendo atingido a profundidade final de 5868m (-5843,5m).

É prevista a realização de um conjunto de cinco TLD/SPAs no bloco de Libra, cuja Licença Prévia Nº 539/2016 foi emitida em novembro de 2016, atestando, assim, a viabilidade ambiental das atividades previstas. O objetivo desses empreendimentos é coletar informações para a redução de incertezas, contribuindo para um melhor gerenciamento do reservatório e a consequente otimização dos projetos de desenvolvimento da produção previstos para Libra. A Licença de Instalação do TLD-1 (LI nº 1148/2017) foi emitida em março de 2017 e o 1º óleo do TLD de Libra está previsto para julho de 2017.

No escopo do Etapa 3, o Projeto Piloto de Libra e os DPs de Libra 2 NW e Libra 3 NW são os três primeiros projetos de desenvolvimento de Libra e serão localizados na região Noroeste do campo, na área dos poços 2-ANP-2A, 3-BRSA-1255-RJS, 3-BRSA-1305-RJS e 3-BRSA-1339A-RJS.

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 3 - será composta por 23 empreendimentos, sendo 11 de curta e 12 de longa duração, a saber:

- Empreendimentos de curta duração:
 - um Teste de Longa Duração (TLD);
 - nove Sistemas de Produção Antecipada (SPA);
 - um Piloto de Produção de Curta Duração;
- Empreendimentos de longa duração:
 - onze projetos de Desenvolvimentos de Produção (DP) e seus sistemas de escoamento;
 - um Piloto de Longa Duração;

O TLD, SPAs e Piloto de curta duração serão realizados para estimar a capacidade dos reservatórios e adquirir dados em um período de avaliação exploratória e terão duração aproximada de 6 meses (TLD e SPAs) e 12 meses (Piloto de curta duração)

Os DPs e Piloto de longa duração 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 3 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 23 empreendimentos do Projeto Etapa 3 totalizarão uma produção média de 92 mil m³/dia de petróleo, sendo 2 mil m³/dia dos TLD, SPAs e Piloto de curta duração e 90 mil m³/dia dos DPs e Piloto de longa duração. A produção média de gás natural será de aproximadamente 16 milhões m³/dia, que corresponde ao volume de gás que será escoado pelos gasodutos (disponível ao mercado). Esta produção corresponde a 24% e 17%, respectivamente, da atual produção de petróleo e gás natural no Brasil.

Todo o óleo produzido nos empreendimentos será processado e armazenado nas unidades de produção, sendo transferido periodicamente para navios aliviadores.

O gás natural produzido no TLD, SPAs e Piloto de curta duração será utilizado como combustível, garantindo a autossuficiência das unidades de produção, e o excedente será encaminhado ao sistema de tocha da embarcação. Nestes empreendimentos não haverá gasoduto para exportação do gás devido à curta duração destas atividades. A vazão de produção de óleo destes empreendimentos está limitada pela queima de gás autorizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Em relação aos DPs e Piloto de longa duração, 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.

Para o Etapa 3, três empreendimentos de longa duração não possuirão gasoduto associado - o Piloto de Libra e os DPs de Libra 2 NW e Libra 3 NW- cujo gás natural será consumido como combustível e reinjetado. Conforme citado

anteriormente, para os DPs de Libra 2 NW e Libra 3 NW estão em andamento estudos para analisar a viabilidade de exportação parcial do gás. 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 3 e a quantidade de poços de cada atividade, dentre produtores e injetores (estimados em 198 poços), estão listados a seguir:

- **Um Teste de Longa Duração (TLD):**
 - TLD de Sagitário (1 poço);

- **Nove Sistemas de Produção Antecipada (SPA):**
 - SPA de Sururu 3 (1 poço);
 - SPA Complementar de Atapu (1 poço);
 - SPA de Búzios 5 (1 poço);
 - SPA de Búzios Safira (1 poço);
 - SPA de Búzios Berilo (1 poço);
 - SPA de Búzios Turquesa (1 poço);
 - SPA de Búzios Turmalina (1 poço);
 - SPA de Sépia 2 (1 poço);
 - SPA de Sul de Sapinhoá (1 poço);

- **Um Piloto de Curta Duração:**
 - Piloto de Júpiter (2 poços);

- **Doze Projetos de Desenvolvimentos de Produção (DP):**
 - DP de Lula Sul 3 (14 poços);
 - DP de Lula Oeste (18 poços);
 - DP de Sururu (16 poços);
 - DP de Atapu 1 (16 poços);
 - DP de Atapu 2 (11 poços);
 - DP de Búzios 5 (18 poços);
 - DP de Búzios 6 (18 poços);
 - DP de Itapu (9 poços);

- DP de Sépia (16 poços);
- DP de Libra 2 NW (17 poços);
- DP de Libra 3 NW (16 poços);
- Um Piloto de Longa Duração:
- Piloto de Libra (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 3.

O TLD, SPAs e Piloto de curta duração utilizarão o FPSO Cidade de São Vicente, que já opera em empreendimentos da PETROBRAS, ou outro FPSO similar (que ainda não foi contratado).

No caso dos DPs e Piloto de longa duração, os FPSOs encontram-se em fase de projeto ou construção. O presente estudo abordou dois FPSOs, denominados de Replicante e Teórico, que representam todas as unidades de produção que serão utilizadas em termos de características físicas e operacionais, uma vez que as unidades a serem utilizadas 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.

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 3 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 TLD, SPAs, Pilotos e DPs 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 CGPEG/DILIC/IBAMA, quando forem solicitadas as Licenças de Operação de cada FPSO.

A descrição detalhada dos empreendimentos do Etapa 3 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, sociais 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, na Área de Tupi (atual Campo de Lula).

Atualmente se encontram na fase de exploração comercial os seguintes projetos de produção no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos: Piloto de Lula (FPSO Cidade de Angra dos Reis), Piloto de Sapinhoá (FPSO Cidade de São Paulo), Piloto de Lula Nordeste (FPSO Cidade de Paraty), Desenvolvimento da Produção (DP) de Iracema Sul (FPSO Cidade de Mangaratiba), DP de Sapinhoá Norte (FPSO Cidade de Ilhabela), DP de Iracema Norte (FPSO Cidade de Itaguaí), DP de Lula Alto (FPSO Cidade de Maricá), DP de Lula Central (FPSO Cidade de

Saquarema), DP de Lapa NE (FPSO Cidade de Caraguatatuba) e DP de Lula Sul (FPSO P-66). Estão previstas, ainda, a entrada em operação dos DPs Lula Extremo-Sul, Lula Norte, Búzios 1, Búzios 2, Búzios 3 e Búzios 4, todos no âmbito do processo de licenciamento do Etapa 2.

II.2.3.1 – Aspectos Técnicos

As atividades de exploração e produção de petróleo no PPSBS apresentam complexidades técnicas, como o comportamento irregular de produção a partir da rocha produtora do tipo carbonática de origem microbial e bastante heterogênea, reservatórios com alta RGO, a construção de poços atravessando uma espessa camada de sal e a grande distância do continente.

Com investimentos em Pesquisas e Desenvolvimento (P&D) e a experiência adquirida em projetos pretéritos, a PETROBRAS superou desafios tecnológicos no pré-sal, utilizando-se de diferentes tecnologias, tais 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 para fins de reinjeção do mesmo, reduzindo as emissões atmosféricas de CO₂ e aumentando o fator de recuperação do óleo.

Face ao exposto, a PETROBRAS atualmente 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.

II.2.3.2 – Aspectos Econômicos

Em relação ao aspecto econômico, a implantação dos empreendimentos poderá trazer oportunidades para toda a cadeia produtiva do petróleo, como refinarias, indústria naval, empresas de construção de plataformas e malhas de gasoduto, além de desenvolver uma rede industrial e fornecedores de diferentes ramos de atuação. As oportunidades contemplam desde o aumento de produção

ao desenvolvimento de novas tecnologias, melhorias nos processos e serviços e capacitação profissional.

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE,2016), o PIB da indústria de extração mineral (específico para extração de petróleo, gás natural e carvão mineral), passou de 15.162 milhões de dólares no ano de 2000 para 54.934 milhões de dólares em 2014, praticamente duplicando em termos percentuais: de 1% em relação ao PIB nacional em 2000 para 1,8% em 2014.⁹

O setor de petróleo como um todo, que engloba a exploração e produção, refino, comércio e serviços, apresentou uma elevação crescente de participação relativa no PIB nacional de aproximadamente 3% em 2000 a 12% em 2010 (CNI; IBP, 2012)¹⁰.

O crescimento da produção nacional de petróleo e gás esperado, em função da implementação dos projetos do Etapa 3, poderá contribuir para a soberania energética nacional, garantindo o abastecimento do parque de refino brasileiro, além de possibilitar a exportação do excedente da produção, favorecendo a balança comercial do país.

A produção de óleo e gás aumentará a arrecadação de todos os entes federados, através de impostos (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS, Imposto de Renda, Imposto sobre Serviços de qualquer natureza - ISS), contribuições (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social – COFINS, Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL, contribuição para o Programa de Integração Social do trabalhador – PIS, Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS), taxas, *royalties*, participação especial, entre outros.

⁹ Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/BENSeriesCompletas.aspx>>.

¹⁰ Confederação Nacional da Indústria (CNI); Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP). Disponível em: http://arquivos.portaldaindustria.com.br/app/conteudo_18/2013/09/23/4970/20131003104228715851e.pdf

A Lei Federal Nº 12.858 de 9 de Setembro de 2013 propõe novo modelo de distribuição e emprego dos recursos provenientes dos *royalties*. A União, Estados, Distrito Federal e Municípios aplicarão 75% dos recursos na área de educação e 25% na área de saúde. As empresas de petróleo e gás não possuem poder decisório na definição de valores, forma de distribuição ou gestão dessa compensação financeira (*royalties*).

Além disso, para os campos onde o pagamento da participação especial seja devido, parte da receita gerada pela exploração do campo deverá ser aplicada no incentivo a pesquisas científicas, contribuindo para a inovação tecnológica e a capacitação de profissionais especializados para o mercado de trabalho. Uma abordagem mais detalhada sobre o pagamento dos *royalties* e participação especial é apresentada no **subitem II.5.3.15 – Dinâmica Demográfica e Estrutura Produtiva**.

II.2.3.3 – Aspectos Sociais

O crescimento esperado da produção nacional de petróleo e gás pelo desenvolvimento do Projeto Etapa 3 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 3 podem gerar impactos e riscos ambientais, além daqueles identificados como 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, mitigar e monitorar os impactos ambientais negativos identificados para esse tipo de atividade.

Além disso, através do pagamento da compensação ambiental, prevista na Lei nº 9985/2000, haverá mais recursos disponíveis para investimento no manejo das Unidades de Conservação do país.

II.2.4 – Descrição das Atividades

II.2.4.1 – Identificação das Unidades de Produção e Certificados

Para as atividades do TLD e SPAs será utilizado o FPSO Cidade de São Vicente, sendo que o mesmo já opera em outros empreendimentos da PETROBRAS, ou outro a ser contratado com características similares. Para o Piloto de Júpiter, deverá ser contratado um FPSO específico, cujas premissas de projeto são bastante próximas àquelas observadas no FPSO Cidade de São Vicente,.

Nos DPs 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.2.4.1-1** estão apresentados os FPSOs previstos para os Pilotos e DPs.

Quadro II.2.4.1-1 – FPSOs previstos para os Pilotos de Produção e Desenvolvimentos de Produção (DPs).

Atividade	FPSO	Bloco/Área	Campo
Piloto de Júpiter	FPSO do Piloto de Júpiter	BM-S-24 / Júpiter	Não declarada comercialidade
DP de Lula Sul 3	FPSO de Lula Sul 3	BM-S-11 / Tupi Cessão Onerosa/Sul de Tupi	Lula /Sul de Lula
DP de Lula Oeste	FPSO de Lula Oeste	BM-S-11 / Tupi Cessão Onerosa/Sul de Tupi	Lula/Sul de Lula
DP de Sururu	FPSO de Sururu	BM-S-11 / Iara	Sururu

Atividade	FPSO	Bloco/Área	Campo
DP de Atapu 1	FPSO de Atapu 1 (P-70)	Cessão Onerosa / Entorno de Iara e BM-S-11 / Iara	Atapu
DP de Atapu 2	FPSO de Atapu 2	Cessão Onerosa / Entorno de Iara e BM-S-11 / Iara	Atapu
DP de Búzios 5	FPSO de Búzios 5	Cessão Onerosa / Franco	Búzios
DP de Búzios 6	FPSO de Búzios 6	Cessão Onerosa / Franco	Búzios
DP de Itapu	FPSO de Itapu	Cessão Onerosa / Florim	Itapu
DP de Sépia	FPSO de Sépia	Cessão Onerosa / NE de Tupi e BM-S-24	Sépia
Piloto de Libra	FPSO Piloto de Libra	Libra	Não declarada comercialidade
DP de Libra 2 NW	FPSO de Libra 2 NW	Libra	Não declarada comercialidade
DP de Libra 3 NW	FPSO de Libra 3 NW	Libra	Não declarada comercialidade

Como os FPSOs dos Pilotos e 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 “Replicante” e “Teórico”, que representam os FPSOs do Etapa 3. 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 Replicante representará os FPSOs de Atapu Sul 1, Atapu 2 e Lula Oeste.

O FPSO Teórico contemplará os demais projetos de DP do Etapa 3. Apresenta uma tancagem superior (450.000m³), maior capacidade de produção de óleo, capacidade de processamento de gás entre 6 milhões de m³/d e 12 milhões de m³/d e um processo adicional de remoção de gás sulfídrico (H₂S) em relação ao FPSO Replicante. Dentre estes projetos, certas características de alguns FPSOs podem ser diferentes das descritas para o FPSO Teórico. O detalhamento das diferenças será apresentado nos Estudos Complementares de cada unidade, quando do requerimento da Licença de Instalação.

Preliminarmente, com as amostras de fluidos e estratégia de drenagem atuais, pode ser informado que os FPSOs de Itapu e Sépia não possuirão o processo de remoção de H₂S. O FPSO de Itapu não possuirá o processo de

remoção de CO₂. Os FPSOs para a área de Libra possuirão capacidade de processamento de gás de 12 milhões de m³/d.

Para o Piloto de Libra está prevista a reinjeção de todo o gás produzido em reservatório e, portanto, não está prevista a exportação de gás destas áreas. Para os DPs de Libra 2 NW e Libra 3 NW considera-se como cenário base o aproveitamento de gás por reinjeção no reservatório para manutenção da pressão e recuperação avançada. Contudo, estão em andamento estudos para analisar a alternativa de exportação parcial do gás.

No **Quadro II.2.4.1-2** é apresentada a associação entre os projetos de Etapa 3 com os FPSOs descritos neste EIA e no **Quadro II.2.4.1-3** um resumo das principais diferenças entre eles.

Quadro II.2.4.1-2 – Relação entre os projetos do Etapa 3 e os FPSOs descritos para os Pilotos de Produção e Desenvolvimentos de Produção (DPs).

Atividade	FPSO	FPSO descrito no EIA
Piloto de Júpiter	FPSO do Piloto de Júpiter	FPSO Cidade de São Vicente
DP de Lula Sul 3	FPSO de Lula Sul 3	FPSO Teórico
DP de Lula Oeste	FPSO de Lula Oeste	FPSO Replicante
DP de Sururu	FPSO de Sururu	FPSO Teórico
DP de Atapu 1	FPSO de Atapu 1 (P-70)	FPSO Replicante
DP de Atapu 2	FPSO de Atapu 2	FPSO Replicante
DP de Búzios 5	FPSO de Búzios 5	FPSO Teórico
DP de Búzios 6	FPSO de Búzios 6	FPSO Teórico
DP de Itapu	FPSO de Itapu	FPSO Teórico
DP de Sépia	FPSO de Sépia	FPSO Teórico
Piloto de Libra	FPSO Piloto de Libra	FPSO Teórico
DP de Libra 2 NW	FPSO de Libra 2 NW	FPSO Teórico
DP de Libra 3 NW	FPSO de Libra 3 NW	FPSO Teórico

Quadro II.2.4.1-3 – Principais diferenças entre os FPSOs Replicante e Teórico.

Característica	FPSO Replicante	FPSO Teórico
Processamento de óleo	150.000 bpd	180.000 bpd
Processamento de gás	6 milhões de m ³ /d	Entre 6 e 12 milhões de m ³ /d
Remoção de CO ₂	Sim	Sim, exceto Itapu
Remoção de H ₂ S	Não possui	Sim, exceto Itapu e Sépia.
Tancagem (óleo + derivados + água oleosa)	326.080 m ³	Até 450.000 m ³

Os Certificados Internacionais de Prevenção de Poluição por Hidrocarbonetos (IOPP), de Prevenção de Poluição por Efluentes Sanitários (ISPP), de Prevenção de Poluição Atmosférica (IAPP), assim como os Certificados de Conformidade da Marinha do FPSO Cidade de São Vicente está apresentados no **Anexo II.2.4.1-1**.

Os certificados dos FPSOs dos Pilotos de Produção e 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 TLD, SPAs, Pilotos e DPs do Etapa 3 serão capazes de efetuar o processamento primário da produção, estocar e transferir óleo para navios aliviadores. No TLD, SPAs e Piloto de curta duração, o gás produzido será consumido pelos próprios FPSOs, para a geração de energia. O excedente será enviado para a queima segura em *flare*, respeitando-se os limites estabelecidos pela ANP.

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.

II.2.4.2.1 – FPSOs do Teste de Longa Duração (TLD), dos Sistemas de Produção Antecipado (SPAs) e do Piloto de Curta Duração

Para o TLD e SPAs está prevista a utilização do FPSO Cidade de São Vicente ou outra UEP a ser contratada cujas características serão similares. Para o Piloto de Júpiter, deverá ser contratado um FPSO específico, cujas premissas de projeto são bastante próximas àquelas observadas no FPSO Cidade de São Vicente, mantendo-se as mesmas ordens de grandeza quanto à capacidade de processamento e armazenamento, capacidade de tratamento de efluentes, geração de efluentes, resíduos e emissões atmosféricas.

Dessa forma, a descrição apresentada a seguir, referente ao FPSO Cidade de São Vicente, é representativa para o TLD, todos os SPAs e Piloto de Curta Duração.

II.2.4.2.1.1 – FPSO Cidade de São Vicente

O FPSO Cidade de São Vicente já opera na Bacia de Santos desde 2009, onde foi utilizado em diversos TLDs. No Etapa 3, a utilização deste FPSO está prevista em atividades de TLD e SPAs.

As principais características deste FPSO estão listadas no **Quadro II.2.4.2.1.1-1**.

Quadro II.2.4.2.1.1-1 – Características Gerais do FPSO Cidade de São Vicente.

Características	Descrição
Nome	FPSO Cidade de São Vicente
Ancoragem	<i>Turret System</i>
Comprimento Total	290,5 m
Boca moldada	43,5 m
Pontal (Altura até convés principal)	23,00 m
Borda livre	12,8 a 7,7 m
Peso leve	29.213 t
Calado médio	13,7 m
Altura da Tocha (a partir do <i>deck</i>)	45,0 m acima do deck principal
Capacidade total dos tanques de óleo	75.040 m ³ (472.000 bbl)
Guindastes	2 guindastes com capacidade de 18 t e 7 t.
Sistema de geração de energia	Principal - 2 x 900 kW turbo-geradores a vapor
	Auxiliar - 3 x 750 kW moto-geradores a diesel
	Emergência - 1 x 715 kW moto-gerador a diesel
Unidade de Tratamento de Esgotos	Tipo: Hamworthy Super Trident ST4A (duas unidades)
	Princípio de tratamento: Lodo ativado com sistema de aeração suspensa
	Capacidade total: 12,2 m ³ /d
Poços	1 poço produtor (produzindo por surgência natural)
Processamento Total de Líquidos (*)	4.770 m ³ /d (30.000 bpd)
Processamento de Óleo	4.770 m ³ /d (30.000 bpd)
Processamento de gás	1,0 milhão m ³ /d medido a 20°C e 101,3 kPa
Capacidade de alojamento	80 pessoas
Heliponto	Dimensão: 22,0 m. Formato: Circular
	Dispõe de equipamentos para reabastecimento
Salvatagem	2 baleeiras com capacidade para 80 pessoas cada;
	11 balsas infláveis salva-vidas com capacidade para 20 pessoas cada;
	1 bote de resgate com capacidade para 5 pessoas.

(*) Líquidos = óleo + água produzida

A. Casco

O FPSO Cidade de São Vicente possui casco simples e fundo singelo, com dez tanques laterais dedicados a lastro, sendo cinco a bombordo e cinco a boreste. Adicionalmente, há cinco tanques centrais destinados exclusivamente ao armazenamento de óleo.

Essa unidade está dimensionada para atender as necessidades operacionais da PETROBRAS (carga de convés, estabilidade, capacidade de armazenamento, movimentos, etc.) e atende aos requisitos de Regra da Sociedade Classificadora *Det Norske Veritas* (DNV), além de Regulamentos Estatutários Internacionais exigidos pelo país de registro.

Durante a conversão do casco, verificações de esforços globais e de fadiga do casco foram realizadas para garantir a vida útil do FPSO, considerando as atividades dos TLDs da PETROBRAS. Os esforços devido à ação de ondas, ventos e correntezas típicas da Bacia de Santos foram considerados para a reformulação do casco, bem como para as especificações de todos os materiais estruturais.

O convés principal, as estruturas da planta de produção, suporte dos *risers*, heliponto, guindaste e área de popa sob os equipamentos do sistema de *offloading* foram reforçados. O aço utilizado na estrutura do casco foi selecionado de acordo com requerimentos e regulamentações, considerando as conexões estruturais, espessura do material, composição dos fluidos e temperatura mínima de operação.

B. Tanques

A estocagem de óleo no FPSO Cidade de São Vicente pode ser realizada em cinco tanques dispostos ao centro da embarcação, que juntos perfazem uma capacidade total de 75.040 m³ (472.000 barris).

O FPSO possui também tanques de slop, tanques de óleo diesel, óleo combustível e óleo lubrificante, tanques de água de lastro, água industrial e água potável, cujas capacidades encontram-se definidas na **Tabela II.2.4.2.1.1-1**.

Tabela II.2.4.2.1.1-1 – Relação dos tanques do FPSO Cidade de São Vicente.

Identificação do tanque	Produto que armazena	Capacidade	
		m ³	Barris
Tanque nº 1 de Carga (central)	Óleo cru	15.104,74	95.008,82
Tanque nº 2 de Carga (central)		17.989,86	113.156,23
Tanque nº 3 de Carga (central)		9.995,02	62.868,68
Tanque nº 4 de Carga (central)		15.991,64	100.587,42
Tanque nº 5 de Carga (central)		15.958,32	100.377,84
Capacidade total de armazenamento de óleo	-	75.040	472.000
Tanque de Slop (boreste)	Água oleosa	3.524,08	22.166,46
Tanque de Slop (bombordo)		3.524,08	22.166,46
Tanque de Proa	Água de lastro	1.363,18	8.574,40
Tanque de Popa		4.468,80	28.108,75
Tanque nº1 de Lastro ou Tanque Reserva de Óleo Combustível	Água de lastro ou Óleo Combustível	2.719,5	17.105,66
Tanque nº1 (bombordo)	Água de lastro	10.694,74	67.269,92
Tanque nº1 (boreste)		10.694,74	67.269,92
Tanque nº 2 (bombordo)		13.386,80	84.202,98
Tanque nº 2 (boreste)		13.386,80	84.202,98
Tanque nº 3 de Água de Lastro (bombordo)		7.438,20	46.786,28
Tanque nº 3 de Água de Lastro (boreste)		7.438,20	46.786,28
Tanque nº 4 (bombordo)		11.892,30	74.802,57
Tanque nº 4 (boreste)		11.892,30	74.802,57
Tanque nº 5 (bombordo)		7207,90	45.337,69
Tanque nº 5 (boreste)		7207,90	45.337,69
Tanque de Água (bombordo)	Água industrial	283,22	1.781,45
Tanque de Água de Alimentação (boreste)		114,66	721,21
Tanque de Água Potável (boreste)	Água potável	152,88	961,62
Tanque de Resfriamento de Popa	Água industrial	20,58	129,45
Tanque de Resfriamento (bombordo)		16,66	104,79
Tanque nº 2 Óleo Combustível (bombordo)	Óleo combustível	1.687,56	10.614,75
Tanque nº 2 Óleo Combustível (boreste)		1.687,56	10.614,75
Tanque nº 3 Óleo Combustível (bombordo)		448,84	2.823,20
Tanque nº 3 Óleo Combustível (boreste)		448,84	2.823,20
Tanque de Diesel (bombordo)	Óleo Diesel	194,04	1.220,51
Tanque de Diesel (boreste)		173,46	1.091,06
Tanque de Lubrificante	Óleo lubrificante	28,42	178,76
Tanque 1 de querosene de aviação	Querosene de aviação	2,94	17,90
Tanque 2 de querosene de aviação	Querosene de aviação	2,94	17,90

Todos os tanques de armazenamento de óleo possuem sistema de medição de nível e são mantidos pressurizados com gás inerte, que tem seu teor de oxigênio monitorado. Os tanques possuem válvulas que previnem a formação de vácuo em caso de falha no suprimento de gás inerte, durante a redução de volume de líquido. Os tanques de carga (óleo cru) e lastro têm acessos que permitem a inspeção interna quando vazios, conforme plano de inspeção definido junto à Sociedade Classificadora, aproximadamente a cada 5 anos de operação.

O FPSO Cidade de São Vicente também conta com um sistema de limpeza de tanques, que funciona a partir de máquinas posicionadas no convés sobre cada tanque de carga. O efluente gerado nestas operações de limpeza é encaminhado aos tanques de *slop*.

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

As tubulações dos tanques de carga e de lastro são individualizadas, para evitar o contato e contaminação 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 Cidade de São Vicente possui uma planta para geração e tratamento de gás inerte, responsável por inertizar a atmosfera superior ao nível de líquido dos tanques.

O gás inerte (CO₂ e N₂) é obtido a partir do produto da queima de hidrocarbonetos em caldeira, sendo enviado para cada tanque de carga, durante as operações de transferência entre tanques ou alívio (*offloading*). Uma válvula de controle do sistema de distribuição e coleta e outra de *by-pass* controlam a pressão do gás inerte, cujo teor de oxigênio é monitorado e registrado na sala de controle.

A embarcação também é provida de uma válvula de segurança, ou *Pressure Safety Valve (PSV)*, com o objetivo de proteger todos os tanques de óleo e de *slop* contra a sobrepressão de gás inerte.

D. Sistema de Lastro

Durante a transferência de petróleo do FPSO Cidade de São Vicente para o navio aliviador, o volume de óleo nos tanques de armazenamento é reduzido, diminuindo-se gradualmente o calado da embarcação. Eventualmente, apenas em casos necessários, pode-se realizar o bombeio de água do mar para os tanques de lastro, localizados nas laterais na unidade, para manter a estabilidade e reduzir os esforços no casco da embarcação.

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

Com o objetivo de evitar a introdução de espécies exóticas via água de lastro no meio onde forem realizadas as atividades, caso ocorra a necessidade de transporte do FPSO para a região costeira nacional as medidas regidas internacionalmente pela *IMO (International Maritime Organization)* vigentes à época serão implementadas.

E. Planta de Processamento da Produção

A planta de processo do FPSO Cidade de São Vicente possui capacidade para processar 4.770 m³/d de petróleo e 1,0 milhão de m³/d de gás. O projeto da planta de processamento permite a separação entre as fases óleo, água e gás, bem como o tratamento e estabilização do óleo.

A planta é dividida em módulos posicionados de acordo com a sequência lógica do processamento de fluidos. Os módulos são localizados em áreas abertas do convés, expostas à ventilação natural. A planta de processamento primário foi projetada considerando as propriedades físico-químicas dos fluidos

previstos de serem produzidos nos TLDs ou SPAs, que serão realizados por esta unidade de produção.

Os sistemas primários associados ao processo de produção de óleo e gás natural no FPSO Cidade de São Vicente são:

- Sistema de Processamento de Óleo;
- Sistema de Processamento de Gás.

Não está prevista a geração de água produzida durante a realização do TLD e SPAs do Projeto Etapa 3. Caso ocorra a produção de água, a PETROBRAS apresentará ao IBAMA um pedido de anuência para o descarte em mar junto com informações adicionais que se façam necessárias.

F. Sistema de Processamento de Óleo

O sistema de separação de óleo e gás engloba os seguintes equipamentos: aquecedor da produção, separador trifásico de alta pressão, separador trifásico de baixa pressão, tratador eletrostático, bomba de carga, resfriador de óleo estabilizado e medidor fiscal.

Para auxiliar as etapas de tratamento dos fluidos, bem como manter a integridade das instalações, a unidade dispõe de um sistema de injeção de produtos químicos, como desemulsificante, antiespumante, inibidor de incrustação, inibidor de corrosão e polieletrólito.

Os fluidos produzidos pelo poço em teste conectado ao FPSO Cidade de São Vicente recebem a injeção de antiespumante em vazão adequada ao tipo de óleo, com o objetivo de melhorar a eficiência das etapas seguintes de separação entre as fases água e óleo. Em seguida, os fluidos produzidos passam por um aquecedor de produção do tipo casco e tubos, que eleva a temperatura até cerca de 60 °C, antes de entrar no Separador Horizontal Trifásico de Alta pressão, que opera com a pressão de 917 kPa_(a) (pressão absoluta).

O aquecedor de produção tem o objetivo de proporcionar ao fluido proveniente do poço, a temperatura adequada à separação entre as fases óleo e água. As caldeiras do FPSO constituem a fonte térmica de calor necessário para o aquecimento do fluido produzido.

No Separador Horizontal Trifásico de Alta Pressão, a maior parte do gás será separada da fase óleo e seguirá para uma destinação adequada, conforme descrito no item específico sobre o Sistema de Processamento de Gás.

O óleo que sai do Separador Horizontal Trifásico de Alta Pressão segue para o Separador Horizontal Trifásico de Baixa Pressão, que opera em baixa pressão de 170 kPa_(a). Neste vaso, o gás residual que estava dissolvido no óleo, na condição anterior de pressão mais elevada, será vaporizado, o que garante o enquadramento do requisito de pressão de vapor residual (PVR) do óleo, necessária para o armazenamento seguro nos tanques de carga.

Em seguida, o óleo é encaminhado ao tratador eletrostático, para a separação final entre água e óleo garantindo a especificação do requisito para a razão entre o volume de água e sedimentos e o volume total da mistura, parâmetro denominado *Basic Sediments and Water (BSW)*. Ao final do tratamento, o óleo estará enquadrado de acordo com os seguintes requisitos de qualidade do óleo tratado:

- BSW: 0.5 % (v/v);
- Salinidade: 570 mg/L;
- Pressão de vapor residual ou *Residual Vapor Pressure (RVP)*: 70 kPa_(a).

Posteriormente, o óleo é resfriado, passa pelo medidor fiscal sendo encaminhado para os tanques de carga para armazenagem.

O diagrama esquemático do sistema de processamento primário de petróleo do FPSO Cidade de São Vicente encontra-se na **Figura II.2.4.2.1.1-1**.

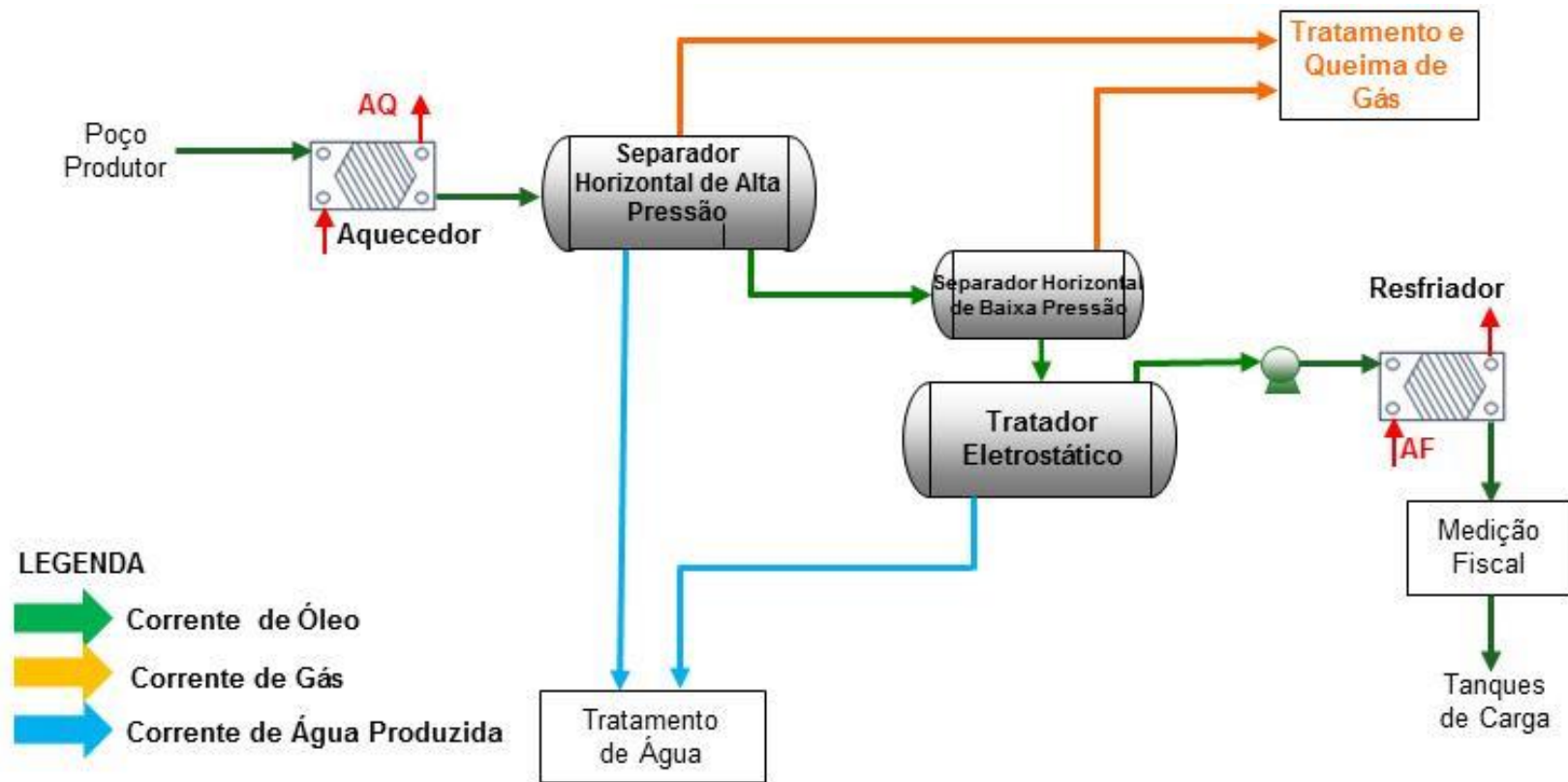


Figura II.2.4.2.1.1-1 – Diagrama esquemático do sistema de processamento de óleo no FPSO Cidade de São Vicente.

G. Sistema de Tratamento de Gás

O sistema de tratamento de gás condiciona o gás para a utilização como combustível nas caldeiras do FPSO. O excedente é encaminhado para a queima segura no sistema de tocha, denominado *flare*.

O tratamento do gás é responsável pela condensação e separação da fase óleo dissolvida ou dispersa na fase gás. Ele é realizado em dois estágios, a citar: Separador Trifásico de Alta Pressão e Separador Trifásico de Baixa Pressão.

No Separador Horizontal de Alta Pressão ocorre grande parte da separação entre as fases gás e óleo. O gás separado nesta etapa é encaminhado para uso interno no FPSO e o excedente encaminhado para o *flare* de alta pressão. O gás ainda dissolvido na fase óleo segue para o Separador Trifásico de Baixa Pressão, que uma vez separado segue para o *flare* de baixa pressão.

No Separador Horizontal Trifásico de Baixa Pressão, o gás é direcionado para o *flare* de baixa pressão. Os fluxos de gás que saem dos Separadores Horizontais Trifásicos de Alta e de Baixa Pressão, ao passarem por seus respectivos vasos depuradores (KODs), sofrem uma queda de pressão e temperatura. Devido a esta redução, ocorre a condensação de moléculas de hidrocarbonetos.

Esta fase líquida formada por hidrocarbonetos condensados se acumula lentamente na parte inferior dos vasos depuradores. Após atingir o nível adequado, as bombas de condensado, representadas na **Figura II.2.4.2.1.1-2**, são utilizadas para encaminhar o condensado ao Separador Horizontal de Baixa Pressão. Apesar de não serem acionadas com frequência, em caso de necessidade, cada bomba tem capacidade para drenar a vazão de 5 m³/h.

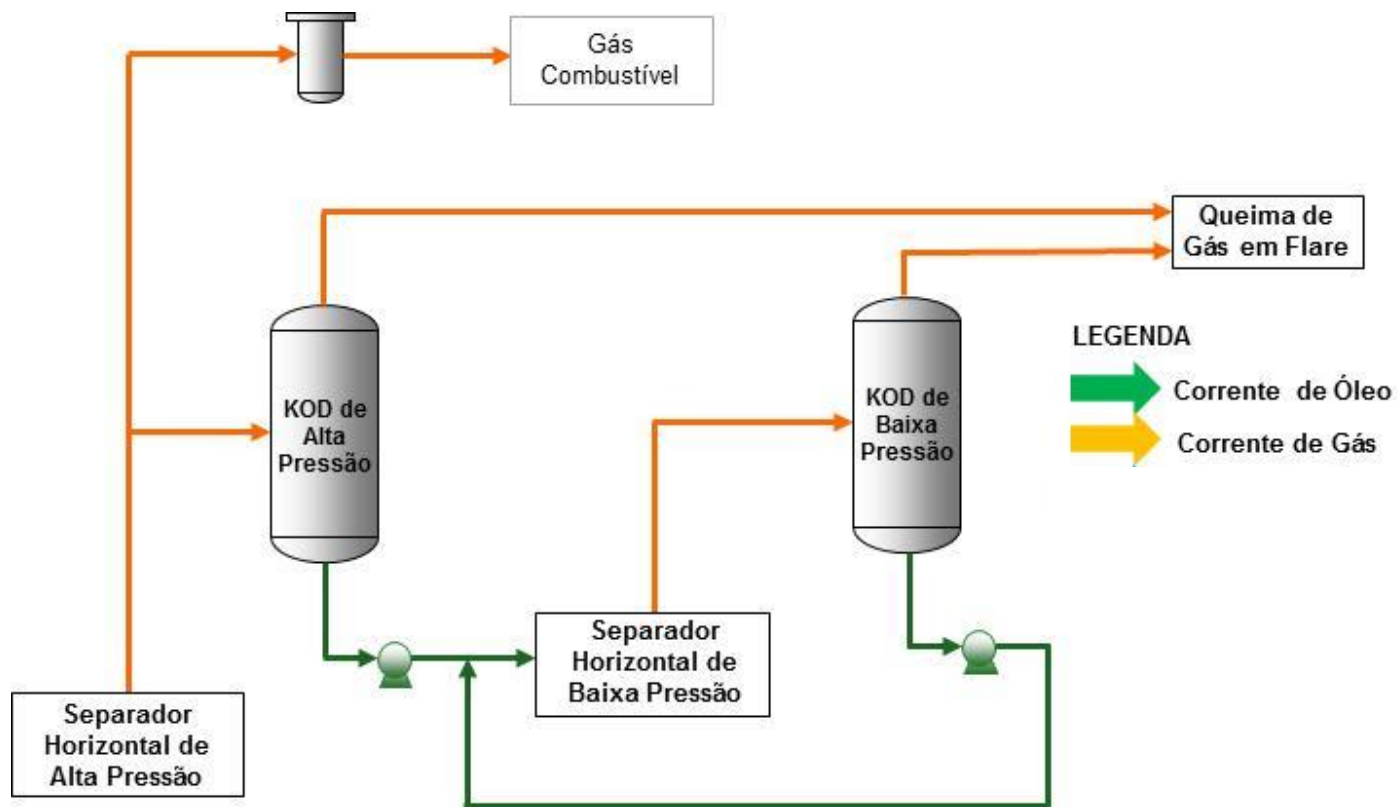


Figura II.2.4.2.1.1-2 – Diagrama esquemático do sistema de tratamento de gás natural no FPSO Cidade de São Vicente.

H. Sistema de Tratamento de Água Produzida

A plataforma possui sistema para tratamento do efluente água produzida, possibilitando o enquadramento dos parâmetros exigidos para o descarte em conformidade com os padrões estabelecidos pela Resolução CONAMA nº 393/2007.

Não é prevista a produção de água, durante as atividades do TLD, SPAs e Piloto de curta duração do Projeto Etapa 3, mas caso ocorra, a PETROBRAS apresentará à CGPEG/DILIC/IBAMA um pedido de anuência para descarte em mar junto com informações adicionais que se façam necessárias.

I. Sistema de Fornecimento de Água

A água utilizada no FPSO Cidade de São Vicente será captada no mar por um sistema projetado para atender as demandas de água de serviço e água industrial.

O sistema de captação é composto por bombas, trocadores de calor, tanques de expansão, caixas de mar e circuitos de consumo. A água é captada à profundidade de 15 m. O sistema possui duas bombas principais de água do mar para resfriamento em circuito aberto, cada uma com capacidade de 1.350 m³/h, resultando em uma capacidade máxima total de captação de 64.800 m³/dia.

Para prevenir o crescimento de vida marinha nos dutos, o sistema de captação é 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 passa por um sistema de filtração simples e cloração para evitar o surgimento e proliferação de bactérias. A água salgada será direcionada para os seguintes consumidores:

- sistema de resfriamento em circuito aberto;
- resfriamento das carcaças das bombas de serviços gerais e de emergência (consumo contínuo);
- água de serviço (combate a incêndio, sistemas sanitários alimentados por água do mar, dentre outros);

- sistema de produção de água doce por osmose reversa, que será utilizada no circuito fechado de água de resfriamento e no circuito fechado de água de aquecimento da planta e como água doce de serviço.
- A **Figura II.2.4.2.1.1-3** apresenta um diagrama esquemático do sistema de coleta de água do mar e os sistemas atendidos.

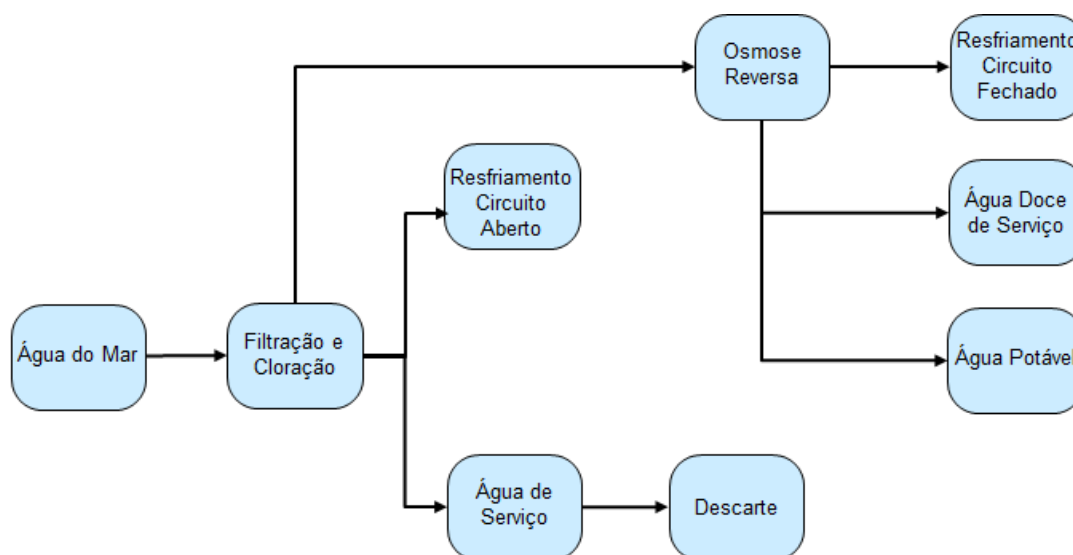


Figura II.2.4.2.1.1-3 – Diagrama esquemático do sistema de coleta de água do mar e os sistemas atendidos no FPSO Cidade de São Vicente.

1.1. Sistema de Água de Resfriamento - Circuito Aberto

A água do mar é utilizada como fluido frio para resfriamento dos geradores a diesel e em trocadores de calor para resfriamento da água do circuito fechado.

A água do mar de resfriamento em circuito aberto não tem a adição de nenhum produto químico, nem o contato com fluidos manuseados pela planta de produção. Após circular pelos sistemas do FPSO, efetuando a troca térmica de resfriamento, a água é descartada no mar.

1.2. Sistema de Água de Resfriamento - Circuito Fechado

O sistema de resfriamento em circuito fechado alimentará os seguintes consumidores principais: compressor de ar de instrumentos e serviço, resfriadores

dos turbogeradores, unidades de ar condicionado, resfriamento de mancais, e outros.

No FPSO Cidade de São Vicente, a circulação de água doce na planta em circuito fechado será realizada por 2 bombas com capacidade individual de 240 m³/h. Não há descarte no mar.

1.3. Sistema de Água Doce de Serviço

A produção de água doce de serviço será realizada pelo sistema de dessalinização por destilação a vácuo e posterior tratamento através de cloração, mineralização e esterilização.

A água doce gerada no sistema de osmose reversa será suficiente para suprir as necessidades de todas as operações realizadas na unidade, tais como chuveiros, sanitários, limpeza e uso geral. Em caso de necessidade, a água doce poderá ser comprada da concessionária, sendo transportada por rebocadores.

1.4. Sistema de Água de Aquecimento

O sistema de água quente de processo destina-se aos seguintes consumidores principais: aquecedores de produção, aquecedores dos sistemas de gás combustível de alta e baixa pressão e unidade de dessalinização. O calor necessário ao aquecimento da água será fornecido pelo vapor gerado na caldeira.

A caldeira também produzirá vapor para o acionamento das bombas de *offloading*, para as bombas dos tanques de carga e fornecendo fluido térmico para os pré-aquecedores de óleo.

1.5. Sistema de Água Potável

Para fins de dessedentação será utilizada água mineral engarrafada.

J. Sistema de Geração de Energia

O sistema de geração de energia do FPSO Cidade de São Vicente consiste de 2 turbogeradores com potência de 900 kW cada, movidos a vapor, no sistema

principal. O FPSO também possui 3 motogeradores a diesel, com potência de 715 kW cada, no sistema auxiliar e 1 motogerador de emergência, com potência de 715 kW.

O sistema elétrico possui 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. As baterias (*no breaks* estáticos) garantem o funcionamento de sistemas vitais para segurança da plataforma e que não podem sofrer interrupção em sua alimentação, no intervalo de tempo entre a queda da geração principal e posterior entrada da geração de emergência, tais como:

- detecção de gás e incêndio;
- combate a incêndio por água e CO₂;
- parada de emergência;
- iluminação de emergência;
- luzes de auxílio à navegação;
- luzes de obstáculo aéreo;
- telecomunicações e intercomunicadores;
- alarme manual e automático visual e sonoro;
- painel de controle do gerador de emergência;
- painel de controle da bomba de incêndio;
- equipamentos que compõem o sistema de controle e intertravamento.

O FPSO possui uma caldeira geradora de vapor localizada no *deck* principal. A caldeira é equipada com um sistema de tratamento de condensado e um sistema de abastecimento de água. Com capacidade de geração de vapor de 25 t/h, sendo operada com gás ou diesel, essa caldeira produzirá vapor para o acionamento das bombas de *offloading*, fornecendo fluido térmico para os pré-aquecedores de óleo e para as bombas dos tanques de carga.

A caldeira, quando operada a diesel, consumirá aproximadamente 1,2 t/h e quando operada a gás atingirá um consumo máximo de 35.700 m³/d medidos a 20°C e 101,3 kPa.

Antes do início e da estabilização da produção de gás, ou em situações de emergência, a caldeira principal utilizará óleo diesel para seu funcionamento.

K. Guindastes

A embarcação possui dois guindastes, que cobrem toda a área do *deck* principal, sendo um com capacidade de 18 t e o outro de 7 t.

L. Acomodações

As acomodações localizam-se na popa da embarcação e têm capacidade para 83 pessoas em 46 cabines, sendo 9 simples e 37 duplas.

Ressalta-se que, apesar da embarcação possuir acomodações para 83 pessoas, o número máximo de tripulantes a bordo será de 80 pessoas, visto ser esta a capacidade total das baleeiras.

A unidade possui 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 – FPSOs dos Desenvolvidos de Produção (DPs) e Piloto de Longa Duração

II.2.4.2.2.1 – FPSO Replicante

O FPSO Replicante conjugará atividades de processamento primário de produção, estocagem e transferência de óleo para navios aliviadores. O gás natural produzido será tratado e consumido internamente pelo sistema de geração de energia e o excedente será escoado via gasoduto e/ou utilizado como método artificial de elevação via *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 saída do petróleo.

O primeiro projeto de longa duração deste licenciamento é o DP de Atapu 1, cujo FPSO é o replicante P-70. Toda a descrição deste item se aplica a todos os FPSOs do tipo replicante, inclusive a P-70.

O **Quadro II.2.4.2.2.1-1** apresenta as principais características do FPSO Replicante.

Quadro II.2.4.2.2.1-1 – Características Gerais do FPSO Replicante.

Características	Descrição
Nome	FPSO Replicante
Origem/Bandeira	Ilhas Marshall
Sociedade Classificadora	ABS American Bureau Of Shipping
Ancoragem	Spread Mooring System
Comprimento Total	316,00 m
Boca moldada	54,00 m
Pontal (Altura até convés principal)	31,00 m
Borda livre	7,85 m
Peso leve	77.367 t
Calado médio	17,07 m
Altura do Flare (a partir do deck)	83,30 m acima do deck principal
Capacidade total dos tanques de óleo	312.538 m ³ (1.965.805 bbl)
Guindastes	2 guindastes com capacidades de 25 t.
Sistema de geração de energia	4 turbo-geradores de 25 MW a gás e/ou diesel cada; 1 moto-gerador a diesel auxiliar de 1,80 MW; 1 moto gerador a diesel de emergência de 1,80 MW.
Unidade de Tratamento de Esgotos	Modelo: Omnipure 5528 (1x100%) – Severn Trent De Nora Princípio de tratamento: Eletrocatalítico Capacidade total: 25,5 m ³ /d
Capacidade de produção	Capacidade de processamento de 24.000 m ³ /d (150.000 bpd) de óleo e 24.000 m ³ /d (150.000 bpd) de líquido*, 28.600 m ³ /d (180.000 bpd) de injeção de água, compressão de 6.000.000 m ³ /d de gás (@ 20°C e 101.3 kPa abs)
Capacidade de alojamento	158 pessoas
Heliponto	Formato: Octogonal Dispõe de equipamentos para reabastecimento
Salvatagem	4 Baleeiras com capacidade para 80 pessoas cada. 18 Balsas salva-vidas com capacidade para 20 pessoas cada. 1 Barco resgate com capacidade para 6 pessoas.

* Líquidos = óleo + água produzida

A. Casco

O casco do FPSO Replicante possui costado duplo e fundo singelo. O FPSO está dimensionado para atender às necessidades operacionais da aplicação (carga de convés, estabilidade, capacidade de armazenamento, movimentos, etc.) e atende aos requisitos de Regra da Sociedade Classificadora, e dos Regulamentos Estatutários Internacionais exigidos pelo país de registro.

Visando garantir a vida útil do FPSO, verificações de esforços globais e de fadiga no casco foram realizadas, considerando a ação de ondas, vento e correnteza, típicas da Bacia de Santos, bem como especificações para todos os materiais estruturais utilizados na construção do casco foram estabelecidas.

O convés principal foi 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 foi determinada de acordo com os requerimentos e regulamentações e considerou as conexões estruturais, espessura do material, composição dos fluidos e temperatura mínima de operação.

B. Tanques

A estocagem de óleo cru no FPSO pode ser realizada em até 12 tanques que juntos perfazem uma capacidade total de 312.538 m³ (1.965.805 bbl). Não foram incluídos neste cálculo os volumes de dois tanques de *slop*, com capacidade de 3.454 m³ (20.706 bbl) cada.

Além destes, os tanques de óleo diesel possuem capacidade de 6.226 m³, os de óleo lubrificante de 2,2 m³ e demais tanques que recebem efluentes contendo óleo (efluente oleoso e borra oleosa) de 374 m³. Somando-se estes valores, o volume total calculado para os tanques de óleo ou que podem receber óleo é de 326.080 m³, valor utilizado para elaboração do **Capítulo II.10 – Análise e Gerenciamento de Risco**. Estes valores podem ser observados na **Tabela II.2.4.2.2.1-1**.

A disposição dos tanques no FPSO é apresentada no **Anexo II.2.4.2.2.1-1 – Planta de Tancagem**.

Tabela II.2.4.2.2.1-1 – Relação dos tanques do FPSO Replicante.

Identificação do tanque	Produto que armazena	Capacidade (100%)	
		m ³	Barris
Tanques de Carga			
Tanque de Óleo nº 1 Bombordo	Óleo	26.044	163.812
Tanque de Óleo nº 1 Boreste	Óleo	26.044	163.812
Tanque de Óleo nº 2 Bombordo	Óleo	26.045	163.818
Tanque de Óleo nº 2 Boreste	Óleo	26.045	163.818
Tanque de Óleo nº 3 Bombordo	Óleo	26.045	163.818
Tanque de Óleo nº 3 Boreste	Óleo	26.045	163.818
Tanque de Óleo nº 4 Bombordo	Óleo	26.045	163.818
Tanque de Óleo nº 4 Boreste	Óleo	26.045	163.818
Tanque de Óleo nº 5 Bombordo	Óleo	26.045	163.818
Tanque de Óleo nº 5 Boreste	Óleo	26.045	163.818
Tanque de Óleo nº 6 Bombordo	Óleo	26.045	163.818
Tanque de Óleo nº 6 Boreste	Óleo	26.045	163.818
Tanque de <i>Slop</i> Bombordo	Água Oleosa	3.454	21.725
Tanque de <i>Slop</i> Boreste	Água Oleosa	3.454	21.725

(Continua)

Tabela II.2.4.2.2.1-1 (Continuação)

Identificação do tanque	Produto que armazena	Capacidade (100%)	
		m ³	Barris
Tanques de Água de Lastro			
Tanque de Lastro nº 1A Bombordo	Água de Lastro	4.324	27.197
Tanque de Lastro nº 1A Boreste	Água de Lastro	4.324	27.197
Tanque de Lastro nº 1B Bombordo	Água de Lastro	3.459	21.756
Tanque de Lastro nº 1B Boreste	Água de Lastro	3.459	21.756
Tanque de Lastro nº 2 Bombordo	Água de Lastro	7.783	48.954
Tanque de Lastro nº 2 Boreste	Água de Lastro	7.783	48.954
Tanque de Lastro nº 3 Bombordo	Água de Lastro	7.783	48.954
Tanque de Lastro nº 3 Boreste	Água de Lastro	7.783	48.954
Tanque de Lastro nº 4 Bombordo	Água de Lastro	7.783	48.954
Tanque de Lastro nº 4 Boreste	Água de Lastro	7.783	48.954
Tanque de Lastro nº 5 Bombordo	Água de Lastro	7.783	48.954
Tanque de Lastro nº 5 Boreste	Água de Lastro	7.783	48.954
Tanque de Lastro nº 6A Bombordo	Água de Lastro	4.174	26.254
Tanque de Lastro nº 6A Boreste	Água de Lastro	4.324	27.197
Tanque de Lastro nº 6B Bombordo	Água de Lastro	3.425	21.543
Tanque de Lastro nº 6B Boreste	Água de Lastro	3.447	21.681
Tanque de Lastro nº 7 Bombordo	Água de Lastro	1.556	9.787
Tanque de Lastro nº 7 Boreste	Água de Lastro	1.557	9.793
Tanque de Lastro nº 8 Bombordo	Água de Lastro	3.052	19.196
Tanque de Lastro nº 8 Boreste	Água de Lastro	3.052	19.196
Tanque de Lastro Vante Bombordo	Água de Lastro	8.485	53.369
Tanque de Lastro Vante Boreste	Água de Lastro	8.463	53.231
Tanque de Lastro Ré Central	Água de Lastro	2.856	17.964
Tanques de Diesel			
Tanque de Estocagem Bombordo	Óleo Diesel	2.148	13.510
Tanque de Estocagem Boreste	Óleo Diesel	2.148	13.510
Tanque de Decantação Boreste	Óleo Diesel	940	5.912
Tanque de Serviço Bombordo	Óleo Diesel	940	5.912
Tanque Auxiliar Bombordo	Óleo Diesel	12,41	78,06
Tanque Auxiliar Boreste	Óleo Diesel	12,41	78,06
Tanque Auxiliar M-Hull	Óleo Diesel	25,41	159,8

(Continua)

Tabela II.2.4.2.2.1-1 (Conclusão)

Identificação do tanque	Produto que armazena	Capacidade (100%)	
		m ³	Barris
Tanques de Óleo Lubrificante			
Tanque Auxiliar Bombordo	Óleo Lubrificante	1,08	6,79
Tanque Auxiliar Boreste	Óleo Lubrificante	1,08	6,79
Tanques de Água			
Tanque Água Doce Bombordo	Água	618	3.887
Tanque Água Doce Boreste	Água	620	3.900
Tanque Água de Resfriamento Bombordo	Água	4,47	28,1
Tanque Água de Resfriamento Boreste	Água	4,47	28,1
Variados			
Tanque de Bilge Bombordo	Água Oleosa	108	679
Tanque de Dreno Bombordo	Água Oleosa	57	358
Tanque de Overflow Boreste	Oleo Diesel	108	679
Tanque de Borra Bombordo	Borra Oleosa	101	635
Tanque de Águas Cinzas Bombordo	Águas Cinzas	10,64	66,92
Compartimentos Vazios			
Cofferdam	-	3.412	21.461

Os tanques de *slop* recebem água (oleosa) proveniente do sistema de drenagem aberta do nível superior do FPSO, drenagem de convés, água de limpeza de tanques, além de água proveniente das bandejas de drenagem dos equipamentos da planta de processamento primário da produção.

Os tanques de armazenamento de óleo são mantidos pressurizados com gás inerte, que tem seu teor de oxigênio monitorado. Os tanques de carga (óleo cru) e lastro têm acessos que permitirão inspeção interna quando estiverem vazios. Todos os tanques de armazenamento de óleo possuem medidores de nível.

O FPSO Replicante também conta 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 é constituído de máquinas fixas e portáteis instaladas em todos os tanques de carga e *slops*. O efluente gerado nestas operações de limpeza será encaminhado ao tanque de *slop*.

As tubulações dos tanques de carga, lastro e outros são individualizadas, 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 possui 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 sobrepressão ou vácuo, válvulas de segurança estão instaladas nas linhas de ventilação dos tanques.

D. Sistema de Lastro

Durante a transferência de óleo do FPSO Replicante 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 limitar os esforços na estrutura do FPSO, a bomba de lastro eventualmente é 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 são totalmente independentes. Como não há nenhuma possibilidade de contaminação da água de lastro com óleo, o sistema não é considerado uma fonte de efluente.

Cabe salientar que 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 possui os recursos necessários para a separação inicial dos fluidos produzidos pelos poços. A planta é dividida em módulos, posicionados de acordo com a sequência lógica do processamento de fluidos. Os módulos de processamento assim como os demais módulos auxiliares estão localizados em áreas abertas do convés, expostas à ventilação natural.

O projeto da planta de processamento permite 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 é dotada de um sistema de injeção de produtos químicos (desemulsificante, antiespumante, inibidor de incrustação, inibidores de corrosão, polieletrólito, biocida 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 Replicante são:

- 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 processo de separação e tratamento de óleo, gás e água produzida será constituído pelas seguintes etapas:

- 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 é composto pelas seguintes etapas:

- Vaso “Flash” ou Vaso “Skimmer”;
- Hidrociclones;
- Flotador.

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

- Compressão do gás;
- Desidratação do gás por peneiras moleculares;
- Ajuste de ponto de orvalho por válvula de Joule-Thompson;
- Remoção de CO₂ por membranas;
- Unidade de Recuperação de Vapor (URV);
- *Flare e Vent.*

O fluxograma apresentado na **Figura II.2.4.2.2.1-1** mostra o fluxo das correntes da planta de processamento do FPSO Replicante.

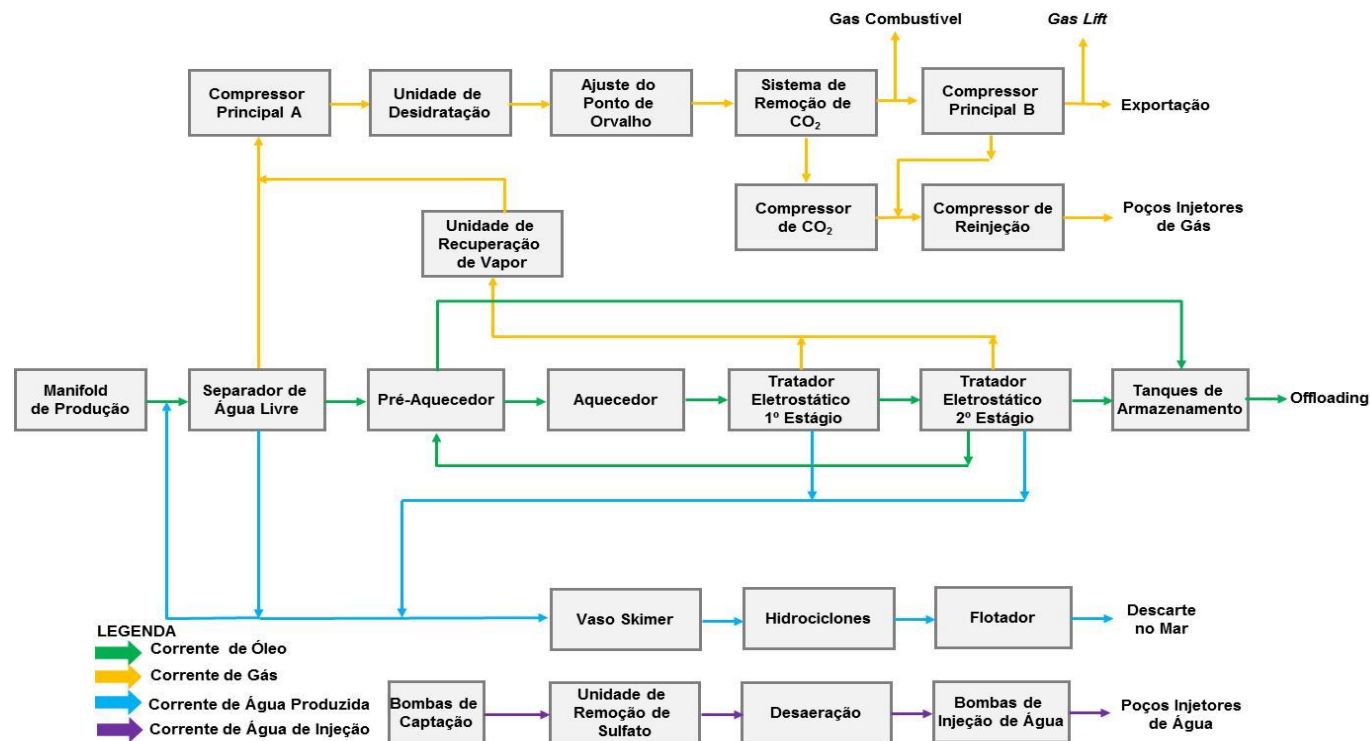


Figura II.2.4.2.2.1-1 – Diagrama esquemático do processo de separação e tratamento de óleo, gás e água produzida do FPSO Replicante.

Fonte: PETROBRAS.

A planta de processo dos FPSOs Replicantes tem capacidade para processar 24.000 m³/d de líquido (150.000 bpd), 24.000 m³/d de óleo, 19.000 m³/d de água produzida (120.000 bpd) e 6,0 milhões de m³/d de gás medidos a 20°C e 101,3 kPa_(a).

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 é equipada com um separador trifásico de alta pressão (Separador de Água Livre), que opera à pressão de 2.000 kPa_(a) e promove a separação primária das fases óleo, gás e água, seguido de um sistema de aquecimento, que eleva a temperatura para 90°C contribuindo para a separação entre as fases óleo, água e gás

Em seguida, o óleo segue 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 é promovida pela eletro-coalescência das gotículas de água, que ficam 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 permite a remoção do gás. O tratador eletrostático de primeiro estágio opera à pressão de 800 kPa_(a) e de segundo estágio à 440 kPa_(a).

Os dois tratadores eletrostáticos em série realizam 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 275 mg/L equivalente em NaCl.

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

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

A **Figura II.2.4.2.2.1-2** apresenta o fluxograma detalhado da planta de tratamento de óleo.

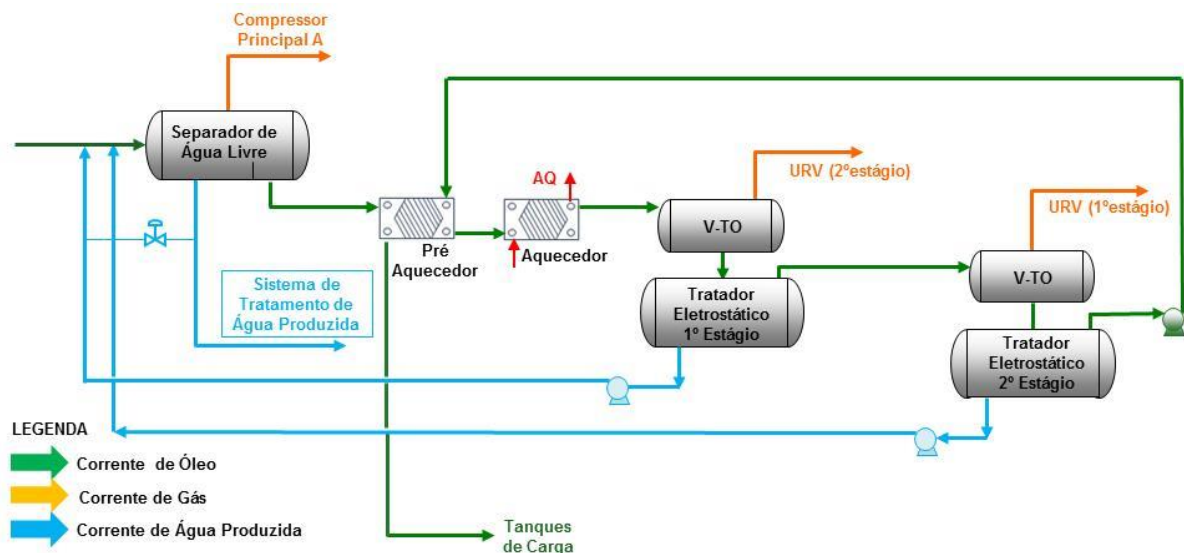


Figura II.2.4.2.2.1-2 – Fluxograma detalhado da planta de tratamento de óleo do FPSO Replicante.

Fonte: PETROBRAS.

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, 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 é encaminhado para a unidade de tratamento de gás, que consiste em um sistema de compressão, desidratação, ajuste de ponto de orvalho e remoção de CO₂.

A corrente de gás proveniente do separador de alta pressão é encaminhada para o sistema de Compressão Principal (A). As correntes de gás provenientes dos degaseificadores de pressão intermediária e de baixa pressão são encaminhadas para a Unidade de Recuperação de Vapor (URV) e posteriormente seguem para a Compressão Principal. Após, a corrente de gás é encaminhada

para a unidade de tratamento do gás, que é constituída pelo sistema de desidratação do gás por peneiras moleculares, ajuste de ponto de orvalho por despressurização em válvula de efeito Joule-Thompson e sistema de remoção de CO₂ através da permeação em membranas.

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 encontra-se em pressão reduzida de 400 kPa_(a), em relação à alimentação de 5.300 kPa_(a). As membranas possuem uma vida útil prevista entre 3 e 5 anos. Após a perda de desempenho das membranas, a sua substituição se faz necessária.

A planta estará preparada para várias opções de destinação do gás: injeção somente da corrente rica em CO₂ e exportação de gás de hidrocarbonetos; para a 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.

Durante o modo de operação de injeção total de gás, objetivando a otimização energética, os sistemas de separação de CO₂ e de compressão de CO₂ são desligados sendo, portanto, o gás produzido utilizado para *gas lift*, combustível e injeção de gás no reservatório. Esse modo de operação será praticado em três situações operacionais: aumentar o fator de recuperação de óleo; contingencial a limitações nas rotas de escoamento de gás ou contingencial a problemas operacionais nos sistemas de separação e compressão de CO₂.

O fluxograma detalhado da planta de tratamento de gás é apresentado na **Figura II.2.4.2.2.1-3**.

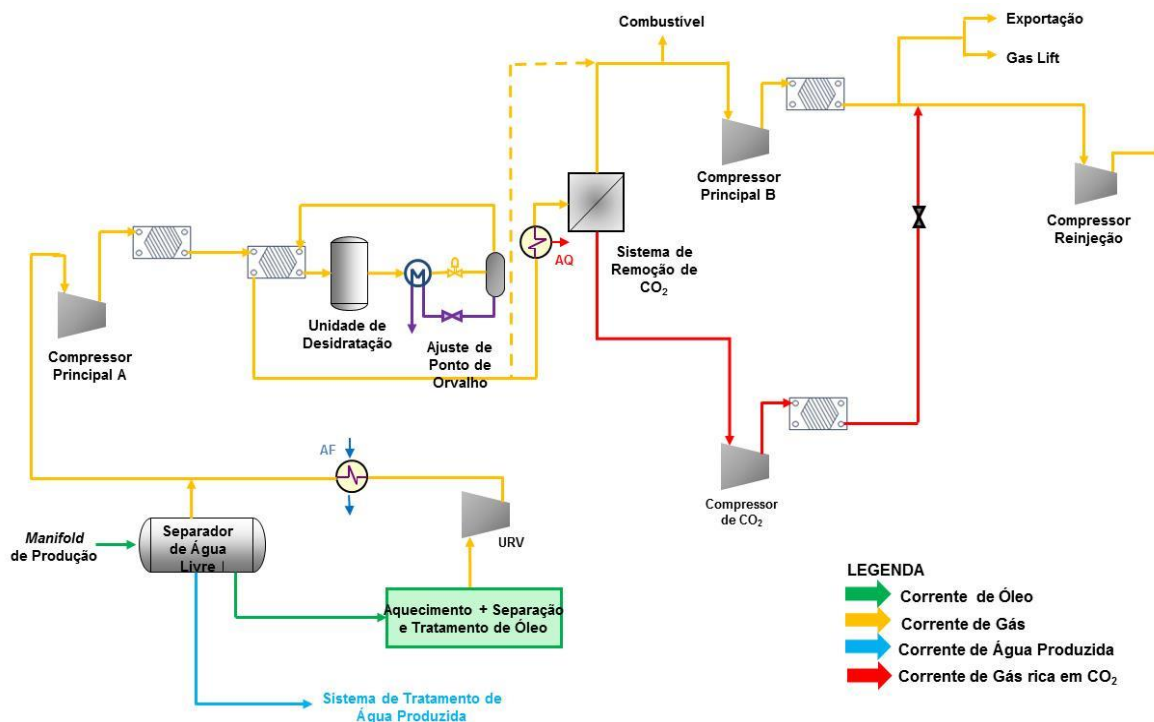


Figura II.2.4.2.2.1-3 – Fluxograma detalhado da planta de tratamento de gás.

Fonte: PETROBRAS

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. O gás pode ser utilizado para *gas-lift* e o excedente encaminhado para a exportação via gasoduto. O gás descontaminado também poderá ser parcialmente 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.

O sistema de tratamento de gás combustível irá condicionar o gás natural para uso interno como combustível nas caldeiras, nos turbogeradores do FPSO e nos turbocompressores de CO₂, bem como insumo para o sistema de geração de gás inerte. O sistema de tratamento de gás combustível é composto por um vaso depurador (onde é removido qualquer líquido remanescente) e aquecedor de gás

de modo a garantir um superaquecimento do gás de modo a evitar possibilidade de condensação nas tubulações.

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.

Os descartes atmosféricos são oriundos das válvulas de alívio de pressão (PSVs), das válvulas de despressurização automática (BDVs) ou das válvulas de controle de Pressão (PCVs ou PVs). 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; descontroles 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 a queima nula, excluindo o volume de queima no piloto e no sistema de purga, importante 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, deve ser seguida a API-STD-521/ISO 23251.

O sistema da tocha deve contar 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.2.4.2.2.1-4** apresenta representação esquemática simplificada do sistema de *flare*.

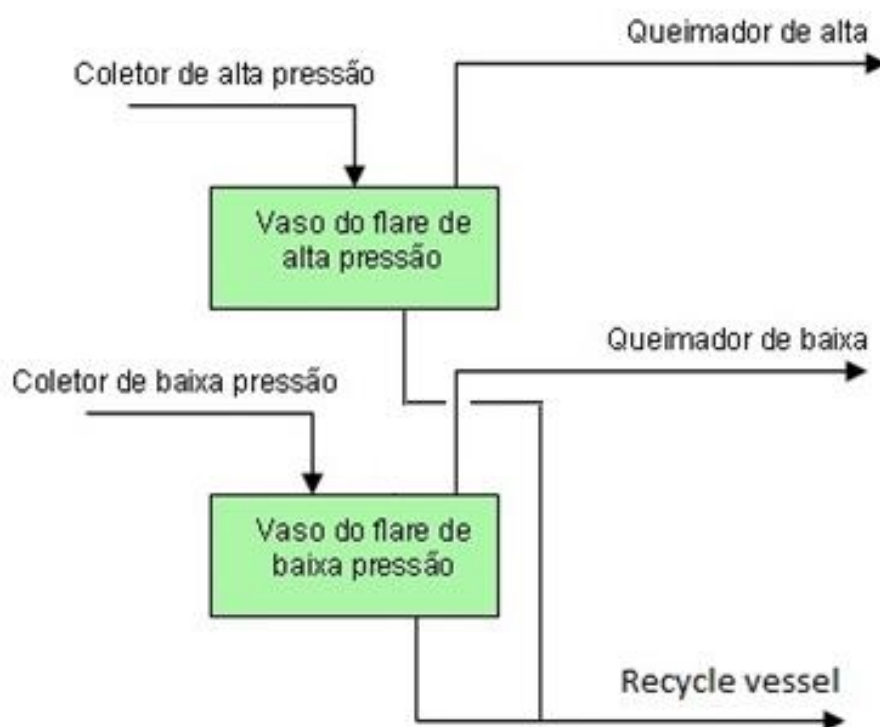


Figura II.2.4.2.2.1-4 – Fluxograma esquemático do Sistema do Flare.

Fonte: PETROBRAS.

Especificamente no projeto do FPSO Replicante, foi projetado um Sistema de Recuperação de Gas 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 50.000 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 ainda se encontra numa fase de avaliação, sendo por enquanto 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”. 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 válvulas de abertura rápida (QOV) devem ser instaladas no coletor principal da tocha a jusante dos vasos *knock-out* de AP e 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 propélidos 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 (Vent Post) 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 possui basicamente os seguintes equipamentos principais: vaso coletor, hidrociclones e flotador.

A água proveniente do separador de água livre é encaminhada juntamente com a corrente de água proveniente dos tratadores eletrostáticos ao vaso coletor. Em seguida, a água contendo Teor de Óleo e Graxas (TOG) em torno de 1.000 ppm segue para os hidrociclones, os quais promovem a separação entre óleo e água por efeito centrífugo, resultando em um TOG em torno de 100 ppm. A última etapa do tratamento é 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. A montante do flotador ocorre a adição do floculante (polieletrólito) para auxiliar neste processo. Ao sair do flotador, a água produzida segue para o descarte conforme parâmetros estabelecidos pela Resolução CONAMA 393/2007. A corrente de óleo recuperado da água produzida nas etapas de tratamento por hidrociclones e flotador é recolhida e encaminhada para reprocessamento na planta de tratamento de óleo. Esta corrente pode 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 interrompe o lançamento caso o efluente esteja fora de especificação. Nesse caso contingencial, a água desenquadrada será enviada para o tanque de *slop* sujo, de onde seguirá para o tanque de *slop* limpo juntamente com outros efluentes oleosos do FPSO, sendo descartada após decantação, seguindo as determinações da MARPOL 73/78 (teor de óleos e graxas inferior a 15 ppm).

O diagrama esquemático da planta de tratamento de água produzida é apresentado na **Figura II.2.4.2.2.1-5**.

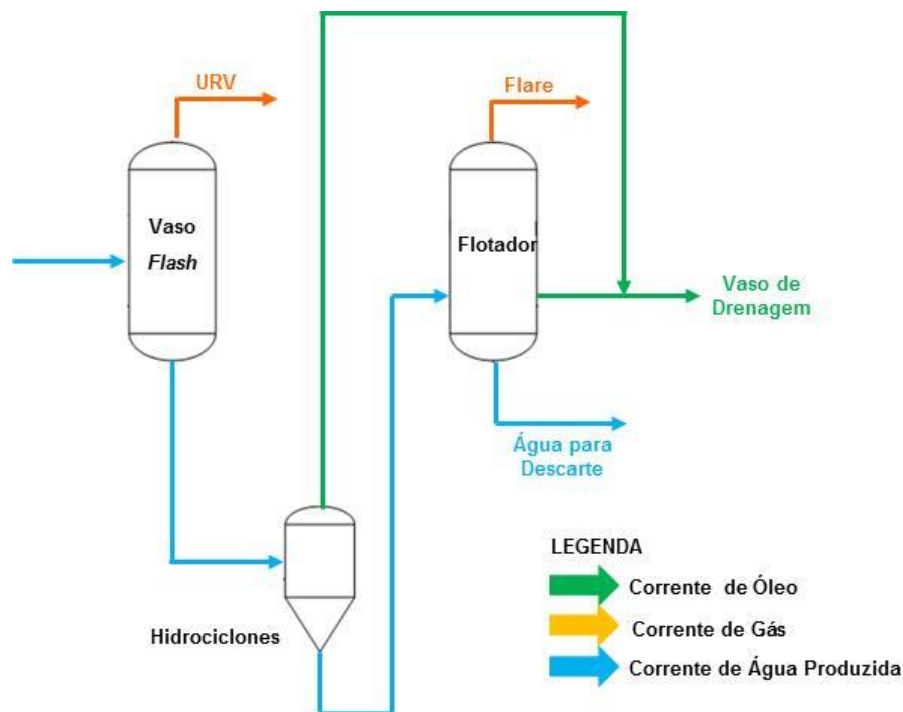


Figura II.2.4.2.2.1-5 – Fluxograma detalhado da planta de tratamento de água produzida.

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 em torno de 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 para remoção de sólidos acima de 5 μm ;
- (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 três 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.2.4.2.2.1-2**, acrescido do inibidor de incrustação, seqüestrante de cloro e biocida.

Tabela II.2.4.2.2.1-2 – Comparação entre a água do mar e a estimativa da água descartada (rejeito) da URS do FPSO Replicante.

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_4^{-2}) mg/L	2.834,0	13.185,0
Sódio (Na^+) mg/L	11.500,0	13.969,0

A **Tabela II.2.4.2.2.1-3** apresenta a dosagem prevista de produtos químicos na URS.

Tabela II.2.4.2.2.1-3 – 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.

A **Figura II.2.4.2.2.1-6** apresenta o fluxograma de blocos e processo da planta de tratamento de água de injeção.

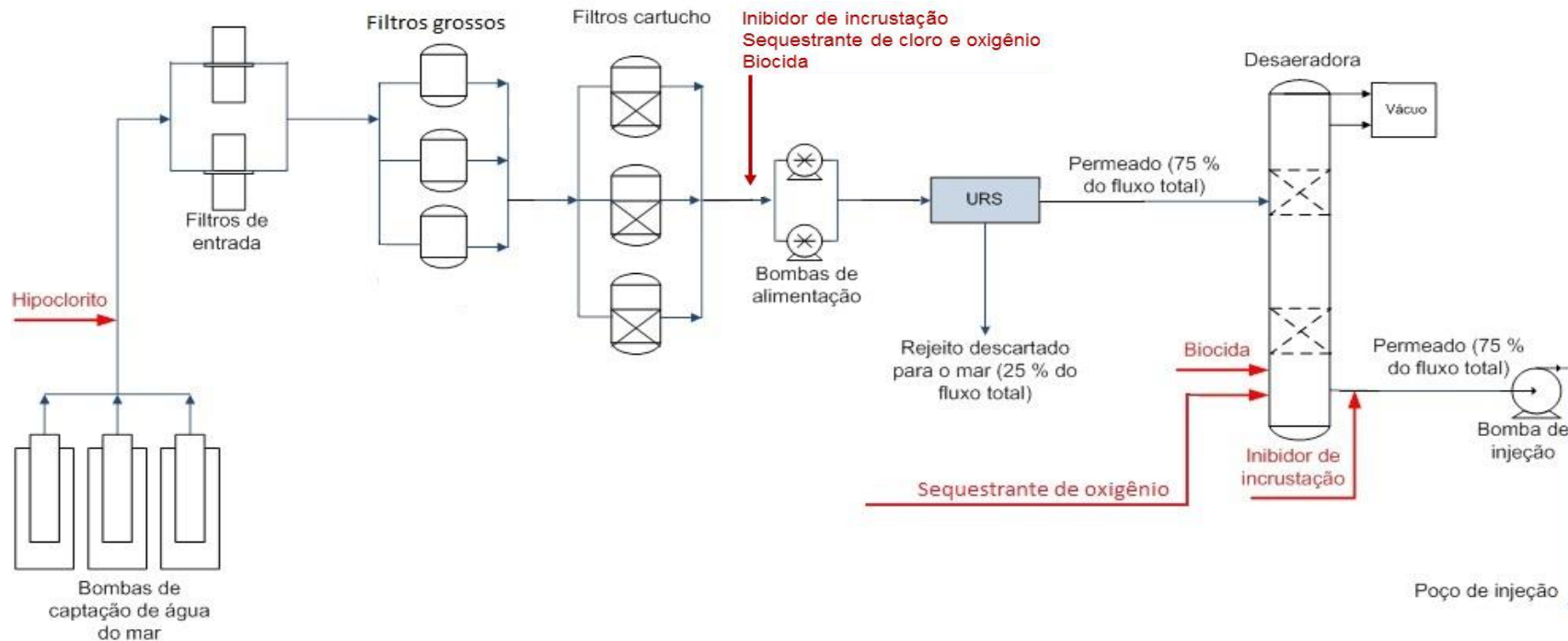


Figura II.2.4.2.2.1-6 – Fluxograma esquemático da planta de tratamento de água de injeção dos FPSOs Replicantes.

Fonte: PETROBRAS.

A capacidade de alimentação da planta de tratamento de água de injeção do FPSO Replicante será de 38.100 m³/d, produzindo uma vazão de água dessulfatada de 28.600 m³/d e de efluente de 9.500 m³/d a ser descartado no mar.

Para verificar a abrangência da dispersão desses compostos, foram realizadas modelagens de dispersão de efluente considerando o cenário de aplicação das formulações comerciais *Antichlor* (sequestrante de cloro e oxigênio) e *Vitec 3000* (inibidor de incrustação), que são de dosagem contínua. Outro cenário foi realizado considerando a aplicação dos dois compostos citados (*Antichlor* e *Vitec 3000*), conjuntamente com o biocida de choque, de aplicação intermitente.

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 e por equipamento que confira precisão aos resultados apurados.

A modelagem está apresentada no **Anexo II.6.2-2** e contempla a dispersão do efluente para todos os DPs do Projeto Etapa 3.

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 modelagem de descarte do efluente da Unidade de Remoção de Sulfatos por ocasião da adição do biocida.

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

A operação contínua da Unidade de Remoção de Sulfato resulta no acúmulo de impurezas na superfície de permeação das membranas de nanofiltração. Estas impurezas apresentam origem orgânica (*biofouling*) ou inorgânica como os sais de sulfato de cálcio (CaSO₄). A limpeza química periódica das membranas de dessulfatação 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. De modo geral, após cerca de 12 meses de operação, se considerado nenhum imprevisto, a limpeza ocorrerá trimestralmente.

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 (CaSO_4). 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.2.4.2.2.1-7** ilustra o sistema CIP (*Clean in Place*) de limpeza da URS.

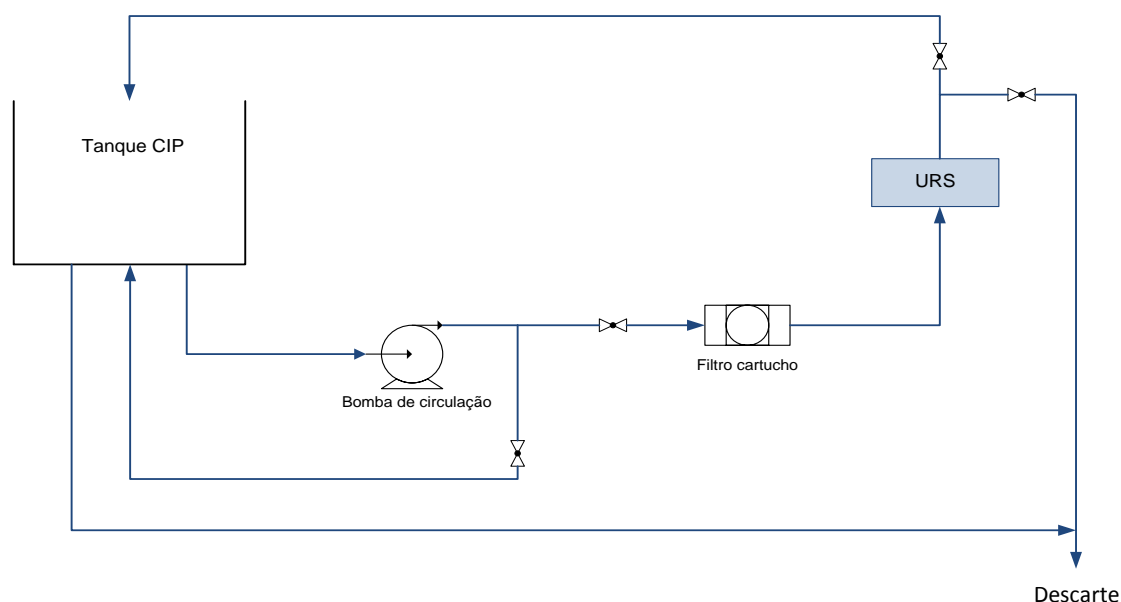


Figura II.2.4.2.2.1-7 – Sistema CIP de limpeza das membranas da URS.

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 Kleen MCT 511 ou produto de mesma função.
 - Nota 2: Limpeza ácida realizada com produto Kleen MCT 882 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 captação de água do mar pelo FPSO Replicante atenderá às demandas de água de serviço e água industrial. O sistema de captação é 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 Replicante ocorrerá a uma vazão máxima de 164.880 m³/d. A vazão requerida de água de resfriamento em circuito aberto depende da demanda térmica requerida principalmente para o resfriamento do gás após cada estágio de compressão. A captação é feita por meio de bombas elétricas do tipo centrífuga vertical, na configuração 4x33% (capacidade por bomba de 2.290 m³/h ou 54.960 m³/d).

Após a captação, a corrente de água do mar passa por um sistema de filtração grosseira e cloração para evitar o surgimento e proliferação de bactérias e consequente acumulo de matéria orgânica. Para permitir a cloração, o sistema de captação é equipado com uma unidade de geração de hipoclorito. A água salgada será direcionada para os seguintes sistemas:

- 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.2.4.2.2.1-8** ilustra as principais etapas do sistema de captação e utilização de água do mar do FPSO Replicante.

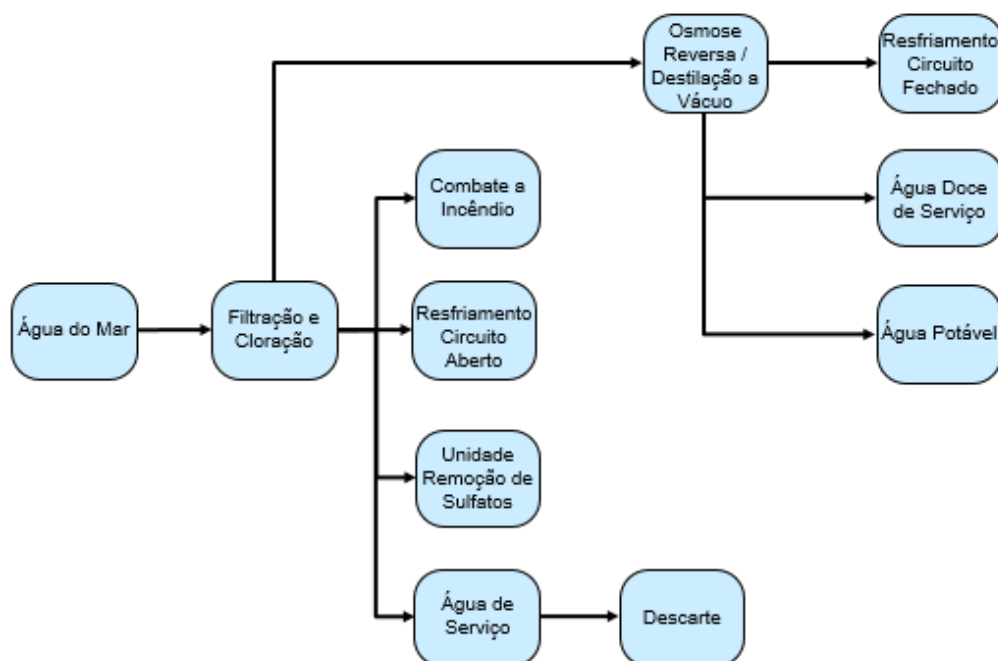


Figura II.2.4.2.2.1-8 – Diagrama esquemático do sistema de coleta de água do mar e os sistemas atendidos no FPSO Replicante.

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 (A), compressão de exportação (B1), compressão de CO₂ (B2) e compressão de reinjeção (C). O resfriador do sistema de regeneração de gás é também atendido por esse sistema.

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

Os FPSOs Replicantes possuem 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 duas 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 que não necessitam da utilização de água doce, como lavagem de convés, lavagem de tanques. A água doce de serviço também será utilizada no Tratamento Eletrostático, como água de diluição, para a redução da salinidade e enquadramento do óleo dentro das especificações requeridas.

A água 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.

K. Sistema de drenagem

O sistema de drenagem dos FPSOs Replicantes 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.2.4.2.2.1-9** mostra uma representação esquemática do sistema de drenagem fechada dos FPSOs Replicantes.

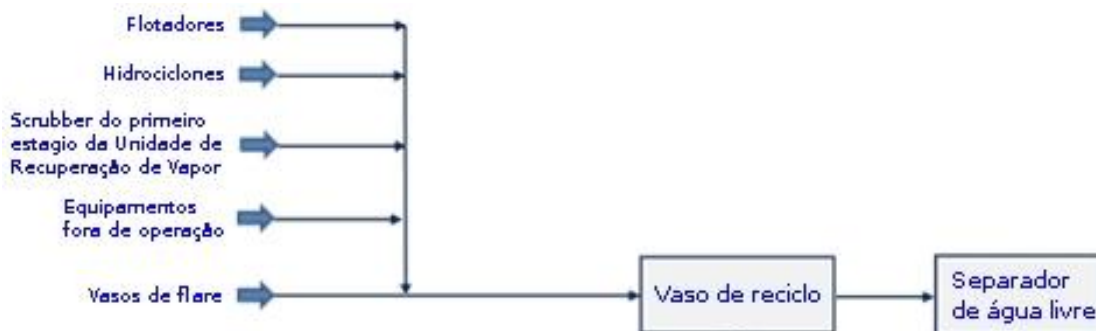


Figura II.2.4.2.2.1-9 – Fluxograma esquemático do sistema de drenagem fechada do FPSO Replicantes.

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.2.4.2.2.1-10**, o fluxograma esquemático do sistema de drenagem aberta dos FPSOs Replicantes.

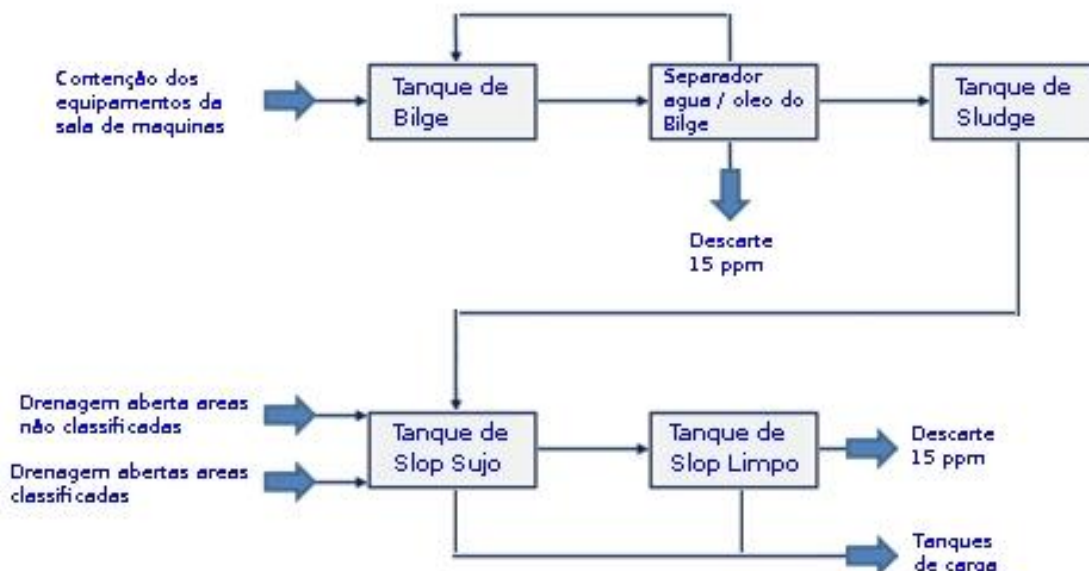


Figura II.2.4.2.2.1-10 – Fluxograma esquemático do sistema de drenagem aberta do FPSO Replicante P-70.

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.2.4.2.2.1-10**.

M. Sistema de transferência de óleo (offloading)

A transferência do óleo do FPSO Replicante para o navio aliviador será realizada através de mangote flutuante. Este possui carcaça dupla de classe 300# e fica armazenado em carretel. 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 média de transferência de óleo será de 6.630 m³/h.

O sistema é composto de 12x17% bombas de carga (6 bombas reservas), com acionamento elétrico e capacidade de 1.105 m³/h por bomba. 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 é posicionado em tandem, 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 (610 mm) 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* é equipado em uma extremidade com válvula automática, que só pode 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 é 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 é acompanhada permanentemente por uma pessoa na sala de controle e é acompanhada regularmente por uma pessoa no convés, garantindo assim a interrupção imediata da transferência de óleo caso haja detecção de qualquer anormalidade.

A transferência é 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 passa 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 é recolhido no carretel do FPSO.

A **Figura II.2.4.2.2.1-11** permite a visualização de uma operação de transferência de óleo do FPSO para o navio aliviador via mangote, com posicionamento em tandem.



Figura II.2.4.2.2.1-11 – Exemplo de operação de transferência de óleo

Fonte: PETROBRAS.

N. Combustíveis

Os combustíveis utilizados são: o gás combustível e o óleo diesel, que será utilizado em caso indisponibilidade do gás combustível.

O. Sistema de Geração de Energia

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

O sistema de geração principal de energia do FPSO Replicante consiste de quatro turbo-geradores com potência nominal individual de 25MW. Cada gerador é acionado por uma turbina a gás do tipo bicombustível (gás e diesel), com consumo estimado por gerador de 6.290 kg/h de diesel ou 6.084 kg/h de gás. Em operação normal, três geradores estarão operando em paralelo e o quarto gerador permanecerá em reserva. Os três geradores, quando em operação,

deverão ser capazes de fornecer energia para todos os consumidores do FPSO, totalizando uma demanda total inferior a 80 MW.

O sistema elétrico possui dois conjuntos moto-geradores, sendo um gerador elétrico auxiliar e um gerador elétrico de emergência. A potência nominal de cada gerador é de 1,8MW.

O moto-gerador auxiliar tem o consumo estimado de diesel de 207 g/kWh, quando for necessária sua operação. O moto-gerador de emergência tem o consumo estimado de diesel de 207 g/kWh quando necessária sua operação.

Por questões de garantia de continuidade operacional, há situações em que o acionamento dos 4 turbogeradores do FPSO se faz necessário como, por exemplo, em manobras de partida simultânea dos dois trens de compressão, quando a demanda elétrica da unidade já está elevada, em função da configuração dos equipamentos em operação. A operação simultânea dos 4 (quatro) turbogeradores corresponde a uma salvaguarda adicional durante manobras em que a demanda por potência é elevada e, caso esta não seja suficiente, podem ocorrer paradas ou falhas de equipamentos. Para suprir essa demanda elevada de potência apenas com 3 turbogeradores, os mesmos teriam que operar próximos ao limite máximo. Entretanto, é possível que os quatro turbogeradores sejam operados simultaneamente, sem atingir a potência total instalada de 100MW, valor passível de acompanhamento na plataforma por sistema de informação, reduzindo o risco de parada de equipamentos da planta de processo em momentos transientes e que demandam potência elétrica elevada. Cabe ressaltar que esta redução do risco de parada de equipamentos nestes momentos transientes reduz, também, a queima de gás durante a parada e a partida da planta.

Além disso, quando 3 turbogeradores estão em operação e é necessária a transição entre um gerador fora de operação em substituição a outro em operação, de forma a evitar a parada de equipamentos, é necessário primeiramente acionar o quarto gerador para, em seguida, retirar um dos geradores do barramento. Durante esta operação, também não é esperado que se ultrapasse a potência máxima permitida de 100MW.

Tendo em vista o exposto, o acionamentos dos 4 turbogeradores do FPSO Replicante poderá ser necessário, ocasionalmente, e respeitará as seguintes premissas:

- a operação simultânea dos 4 turbogeradores ocorrerá apenas em curtos períodos de tempo, durante manobras com demanda elevada de potência (partida de compressores, por exemplo);
- será mantido, a todo momento, consumo total abaixo de 100MW (atendimento à Resolução CONAMA nº 382/2006).

O grupo gerador de emergência é 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.

O sistema elétrico do FPSO Replicante possui 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 possui potência de 150 kVA, sendo formado de baterias com autonomia de 30 minutos.

P. Sistema de Aquecimento da Planta de Processo

O FPSO Replicante possui 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 é proporcionada pelo sistema de recuperação de calor, denominado *Waste Heat*

Recovery Unit (WHRU), onde os gases exaustos dos turbo-geradores aquecem a água do sistema fechado de aquecimento.

Q. Guindastes

Os FPSOs Replicantes terão dois guindastes instalados:

- Guindaste de Proa, instalado na região de vante do convés principal a boreste. O guincho principal tem capacidade para içar 25 t com raio de alcance de 25 m e, 9 t com raio de alcance de 46 m. O guincho auxiliar tem capacidade de 7,5 t para o raio de alcance de 48m.
- Guindaste de Popa, instalado na região de ré do convés principal a boreste. O guincho principal tem capacidade para içar 25 t com raio de alcance de 25 m e, 9 t com raio de alcance de 46 m. O guincho auxiliar tem capacidade de 7,5 t para o raio de alcance de 48 m.

Um *deck trolley* 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 localizam na popa da embarcação, possuindo capacidade para 158 pessoas.

A unidade possui 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.2.4.2.2.2 – FPSO Teórico

O FPSO Teórico 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 saída 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.

As principais diferenças em comparação ao FPSO Replicante são as maiores capacidades do FPSO Teórico de processamento e tancagem de óleo e injeção de água, além da etapa adicional remoção de H₂S presente no FPSO Teórico.

O **Quadro II.2.4.2.2.2-1** apresenta as principais características do FPSO Teórico e a **Tabela II.2.4.2.2.2-1** a produção prevista de óleo e gás.

Quadro II.2.4.2.2-1 – Características Gerais do FPSO Teórico.

Características	Descrição
Nome	FPSO Teórico
Origem/Bandeira	Não definido
Sociedade Classificadora	Não definido
Ancoragem	<i>Spread Mooring System</i>
Comprimento Total	340,50 m
Boca moldada	71,00 m
Pontal (Altura até convés principal)	31,50 m
Borda livre	8,32 m
Peso leve	52.220 t
Calado médio	23,23 m
Altura do <i>Flare</i> (a partir do <i>deck</i>)	No mínimo 110m acima do deck principal
Capacidade total dos tanques de óleo	397.375 m ³ (2.499.489 bbl)
Guindastes	1 guindaste de proa com capacidades de 25 t Até 2 guindastes a meia nau com capacidade de 25 t.
Sistema de geração de energia	5 turbo-geradores de 25 MW a gás e/ou diesel cada; 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 com sistema de aeração suspensa.
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 12.000.000 m ³ /dia de gás.
Capacidade de alojamento	160 pessoas
Heliponto	Formato: Octogonal Dispõe de equipamentos para reabastecimento
Salvatagem	4 Baleeiras com capacidade para 80 pessoas cada. 18 Balsas salva-vidas com capacidade para 20 pessoas cada. 1 Barco resgate com capacidade para 6 pessoas.

A. Casco

O FPSO Teórico 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 poderá ser realizada em até 18 tanques que juntos terão capacidade total de até 397.375 m³ (2.499.489 bbl). Não foram incluídos neste cálculo dois tanques de *slop* com capacidade de 9.402 m³ (59.137 bbl) cada. Além destes, os tanques de óleo diesel possuirão capacidade de 11.777 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 427.956 m³ (2.691.843 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 450.000 m³. Estes valores podem ser observados na **Tabela II.2.4.2.2.2-1**.

Tabela II.2.4.2.2.2-1 – Relação dos tanques do FPSO Teórico.

Identificação do tanque	Produto que armazena	Capacidade (100%)	
		m³	Barris
Tanques de Carga			
Tanque de Óleo nº 1 Central	Óleo	21882,1	137638,4
Tanque de Óleo nº 2 Central	Óleo	24041,4	151220,4
Tanque de Óleo nº 3 Central	Óleo	32391,1	203740,0
Tanque de Óleo nº 4 Central	Óleo	32391,1	203740,0
Tanque de Óleo nº 5 Central	Óleo	32391,1	203740,0
Tanque de Óleo nº 6 Central	Óleo	32716,5	205786,8
Tanque de Óleo nº 1 Bombordo	Óleo	17467,1	109868,1
Tanque de Óleo nº 1 Boreste	Óleo	17467,1	109868,1
Tanque de Óleo nº 2 Bombordo	Óleo	12268,9	77171,4
Tanque de Óleo nº 2 Boreste	Óleo	12268,9	77171,4
Tanque de Óleo nº 3 Bombordo	Óleo	20591,3	129519,3
Tanque de Óleo nº 3 Boreste	Óleo	20591,3	129519,3
Tanque de Óleo nº 4 Bombordo	Óleo	20591,3	129519,3
Tanque de Óleo nº 4 Boreste	Óleo	20591,3	129519,3
Tanque de Óleo nº 5 Bombordo	Óleo	20570,5	129388,4
Tanque de Óleo nº 5 Boreste	Óleo	20570,5	129388,4
Tanque de Óleo nº 6 Bombordo	Óleo	19041,4	119770,4
Tanque de Óleo nº 6 Boreste	Óleo	19041,4	119770,4
Tanque de Slop Bombordo	Água Oleosa	9401,7	59136,7
Tanque de Slop Boreste	Água Oleosa	9401,7	59136,7
Tanques de Água de Lastro			
Tanque de Lastro Vante	Água de Lastro	14247,1	89614,3
Tanque de Lastro nº 2 Bombordo	Água de Lastro	10291,1	64731,0
Tanque de Lastro nº 2 Boreste	Água de Lastro	10291,1	64731,0
Tanque de Lastro nº 3 Bombordo	Água de Lastro	10295,6	64759,3
Tanque de Lastro nº 3 Boreste	Água de Lastro	10295,6	64759,3
Tanque de Lastro nº 4 Bombordo	Água de Lastro	10295,6	64759,3
Tanque de Lastro nº 4 Boreste	Água de Lastro	10295,6	64759,3
Tanque de Lastro nº 5 Bombordo	Água de Lastro	10158,3	63895,7
Tanque de Lastro nº 5 Boreste	Água de Lastro	10158,3	63895,7
Tanque de Lastro Ré Central	Água de Lastro	4746,1	29853,0
Tanques de HFO/Diesel			
Tanque de Estocagem nº 1 Bombordo	Óleo Diesel	1442,1	9070,8
Tanque de Estocagem nº 1 Boreste	Óleo Diesel	1442,1	9070,8
Tanque de Estocagem nº 2 Bombordo	Óleo Diesel	3779,9	23775,6
Tanque de Estocagem nº 2 Boreste	Óleo Diesel	3779,9	23775,6
Tanque de Decantação	Óleo Diesel	89,5	563,0
Tanque de Decantação Tk do Boiler	Óleo Diesel	178,3	1121,5
Tanque de Serviço	Óleo Diesel	162,5	1022,1
Tanque de Dreno	Óleo Diesel	109,8	690,6

(Continua)

Tabela II.2.4.2.2-1 (Conclusão)

Identificação do tanque	Produto que armazena	Capacidade (100%)	
		m ³	Barris
Tanques de Diesel			
Tanque de Estocagem Bombordo	Óleo Diesel	289,1	1818,4
Tanque de Estocagem Boreste	Óleo Diesel	381,5	2399,6
Tanque de Serviço	Óleo Diesel	68,6	431,5
Tanque de Decantação	Óleo Diesel	62,9	395,6
Tanques de Água			
Tanque Água Doce Bombordo	Água	388,1	2441,1
Tanque Água Doce Boreste	Água	388,1	2441,1
Tanque de Alimentação	Água	82,6	519,6
Tanque de Alimentação pulmão	Água	92,2	579,9
Tanque de Distribuição	Água	92,2	579,9
Tanque de Água fresca	Água	47,9	301,3

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, 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 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.

O FPSO Teórico poderá ser construído a partir da conversão de casco existente de um *Very Large Crude Carrier (VLCC)*, *Ultra Large Crude Carrier (ULCC)* ou a partir de casco novo, com o mesmo porte.

Ressalta-se que os Tanques de Óleo Combustível Marítimo são um resquício do navio que havia originalmente em casco convertido, e que, após o início da conversão, só costumam ser utilizados durante a navegação para a locação. No

caso específico do FPSO Teórico, os tanques de Óleo Combustível Marítimo ficarão vazios.

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 sobrepressão 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 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 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 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.

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 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 tratamento de água produzida será composto pelas seguintes etapas:

- Hidrociclones;
- Flotador.

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

- Compressão do gás;
- Remoção de H₂S por leitos fixos;
- Desidratação do gás por peneiras moleculares;
- Ajuste de ponto de orvalho e/ou resfriamento 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.2.4.2.2-1** mostra o fluxo das correntes da planta de processamento do FPSO Teórico.

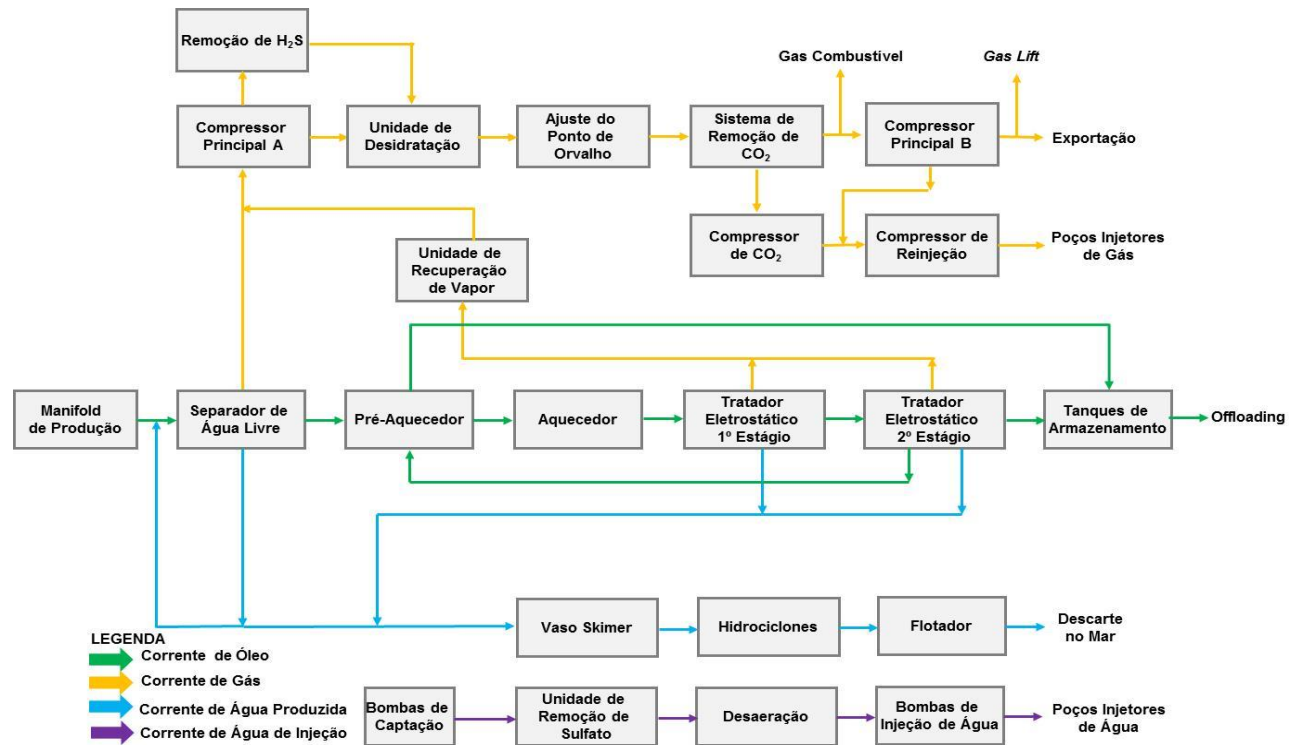


Figura II.2.4.2.2-1 – Diagrama esquemático do processo de separação e tratamento de óleo, gás e água produzida do FPSO Teórico.

Fonte: PETROBRAS.

A planta de processo do FPSO Teórico terá capacidade para processar 28.600 m³/d (180.000 bpd) de óleo e entre 6 e 12,0 MM m³/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) a 2,500 kPa_(a) e promoverá a separação primária 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 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 800 kPa_(a) e de segundo estágio à 440 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.2.4.2.2-2** apresenta o fluxograma detalhado da planta de tratamento de óleo.

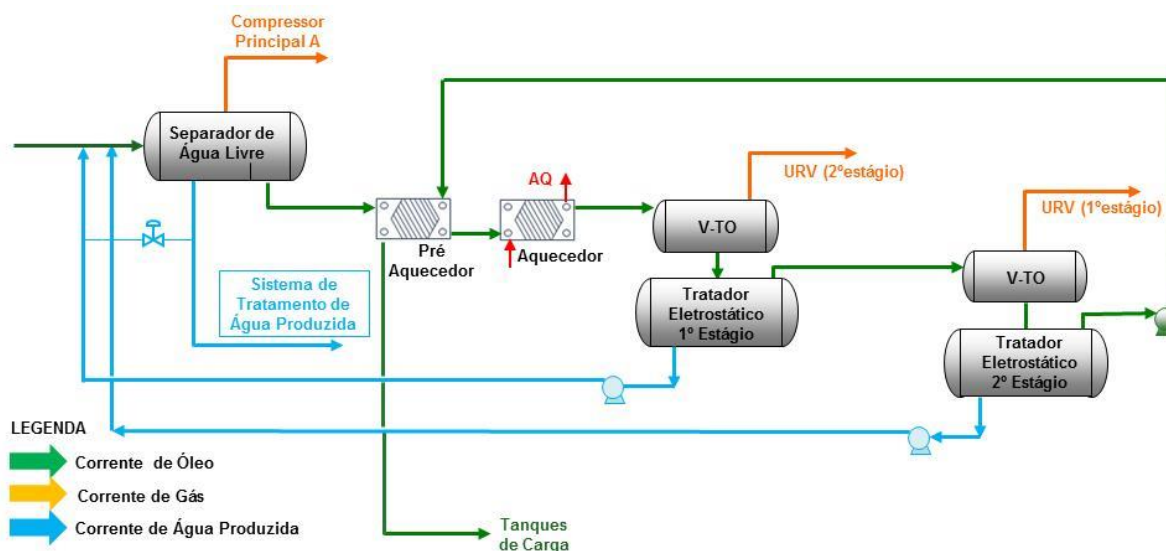


Figura II.2.4.2.2-2 – Fluxograma detalhado da planta de tratamento de óleo.

Fonte: PETROBRAS.

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, remoção de H₂S, desidratação, ajuste de ponto de orvalho e remoção de CO₂.

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 será constituída

pelo sistema de remoção de H₂S por leitos fixos, sistema de desidratação do gás por peneiras moleculares, ajuste de ponto de orvalho por despressurização em válvula de efeito Joule-Thompson, ou por resfriamento com ciclo refrigerante, e sistema de remoção de CO₂ através da permeação em membranas.

A remoção de H₂S por leitos fixos será efetuada por meio da reação química das moléculas de H₂S com os óxidos metálicos, que resulta em sulfetos metálicos fixados ao leito na forma sólida. Para o processo estão previstos entre 4 e 6 trens de separação. Em cada trem de separação haverá dois vasos em série. Somente um vaso de cada trem é necessário para a remoção de H₂S, enquanto ocorre a substituição do conteúdo do outro vaso.

Após a completa exaustão do leito de cada vaso, o conteúdo do mesmo será substituído por leito novo. O resíduo sólido gerado será encaminhado para a disposição final conforme procedimento específico e validado pelos órgãos reguladores em conformidade com a legislação vigente.

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 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.

A planta estará preparada para várias opções de destinação do gás: injeção somente da corrente rica em CO₂ e exportação de gás de hidrocarbonetos; para a 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.

Durante o modo de operação de injeção total de gás, objetivando a otimização energética, os sistemas de separação de CO₂ e de compressão de CO₂ são desligados sendo, portanto, o gás produzido utilizado para gas lift, combustível e injeção de gás no reservatório. Esse modo de operação será praticado em três situações operacionais: aumentar o fator de recuperação de óleo; contingencial a limitações nas rotas de escoamento de gás ou contingencial a problemas operacionais nos sistemas de separação e compressão de CO₂.

O fluxograma detalhado da planta de tratamento de gás é apresentado na **Figura II.2.4.2.2-3**.

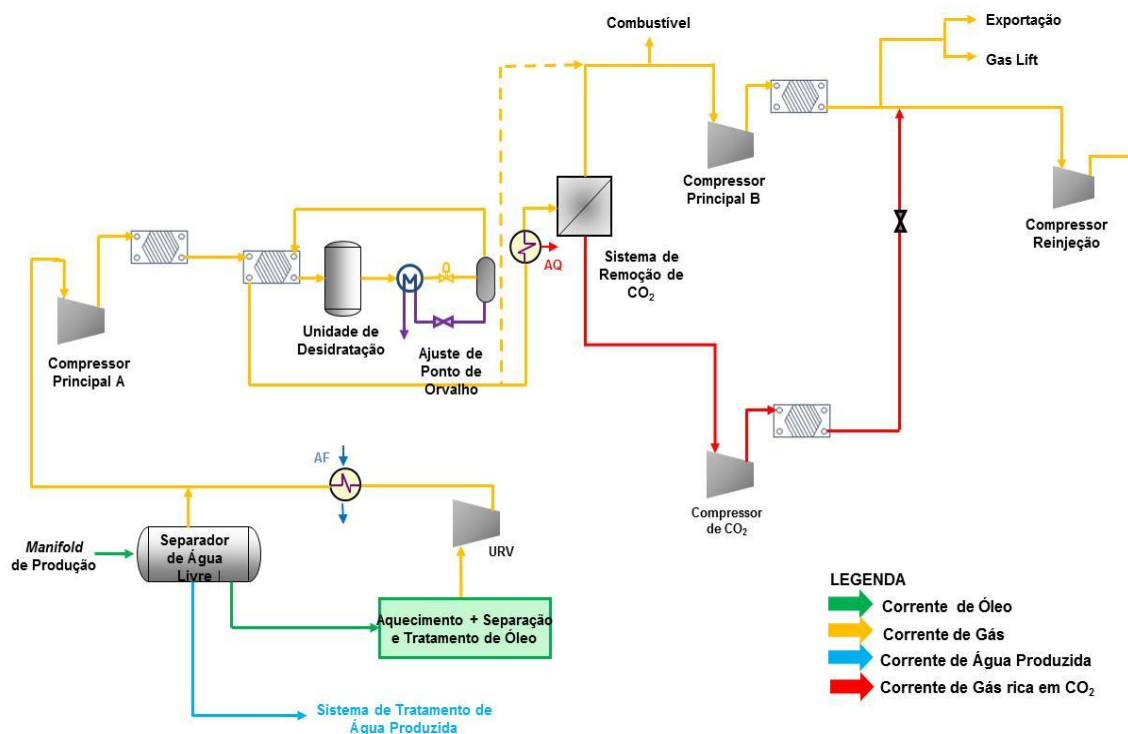


Figura II.2.4.2.2-3 – Fluxograma detalhado da planta de tratamento de gás.

Fonte: PETROBRAS.

Após o tratamento e remoção de CO₂, o gás de hidrocarbonetos será encaminhado para sistema de Compressão Principal B, 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.

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, conforme descrito no **subitem II.2.4.2.2.1**, Letra G da descrição do FPSO Replicante.

Para as quatro primeiras unidades dos FPSOs Teóricos, que não serão de propriedades da PETROBRAS (projetada, construída e operada pela PETROBRAS), não estão previstas o uso de Sistema de Recuperação de Gas do *Flare* (FGRS), vulgo “*Flare Fechado*”. Uma vez adquirida maturidade operacional e domínio tecnológico, uma avaliação criteriosa será efetuada caso a caso. Para unidades de produção com grande capacidade de processamento de gás, os ganhos no indicador IUGA com a adoção deste sistema não são relevantes.

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 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.

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. 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. 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 *slop* sujo, de onde seguirá para o tanque de *slop* limpo juntamente com outros efluentes oleosos do FPSO, sendo descartada após decantação, seguindo as determinações da MARPOL 73/78 (teor de óleos e graxas inferior a 15 ppm).

O diagrama esquemático da planta de tratamento de água produzida é apresentado na **Figura II.2.4.2.2-4**.

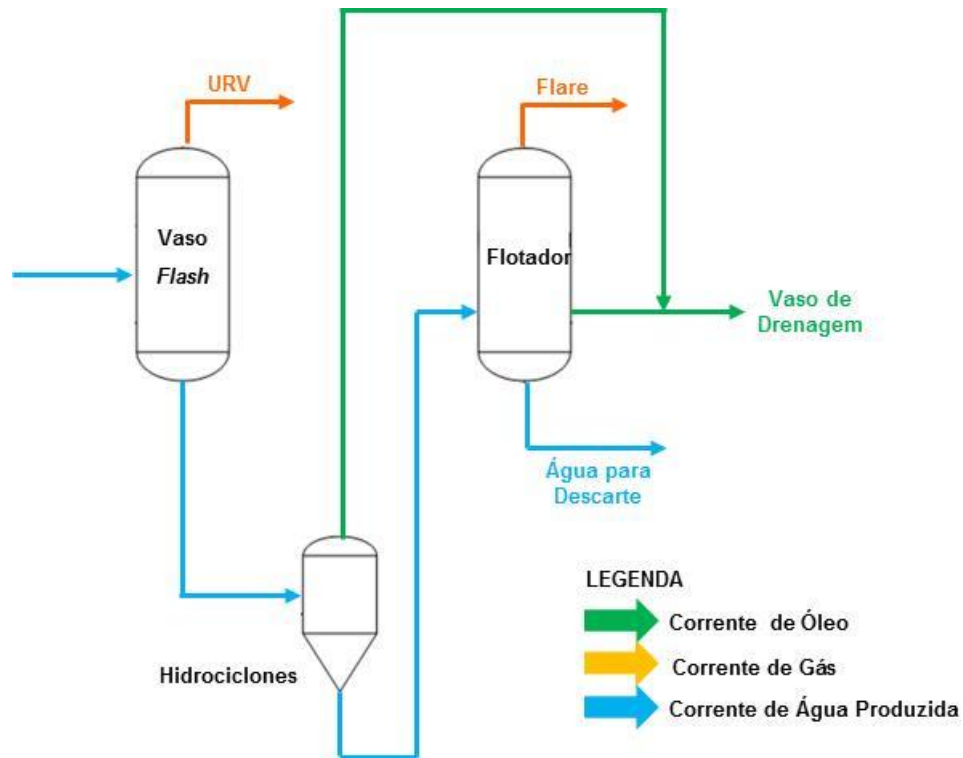


Figura II.2.4.2.2.2-4 – Fluxograma detalhado da planta de tratamento de água produzida.

Fonte: PETROBRAS.

I. Sistema de Tratamento de Água de Injeção

O sistema de tratamento de água de injeção do FPSO Teórico será idêntico ao do FPSO Replicante, descrito no **subitem II.2.4.2.2.1**, letra J.

J. Sistema de Fornecimento de Água

A água utilizada no FPSO Teórico 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 e ocorrerá a uma vazão em torno de 240.000 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.2.4.2.2.2-5** ilustra as principais etapas do sistema de captação de água do FPSO Teórico.

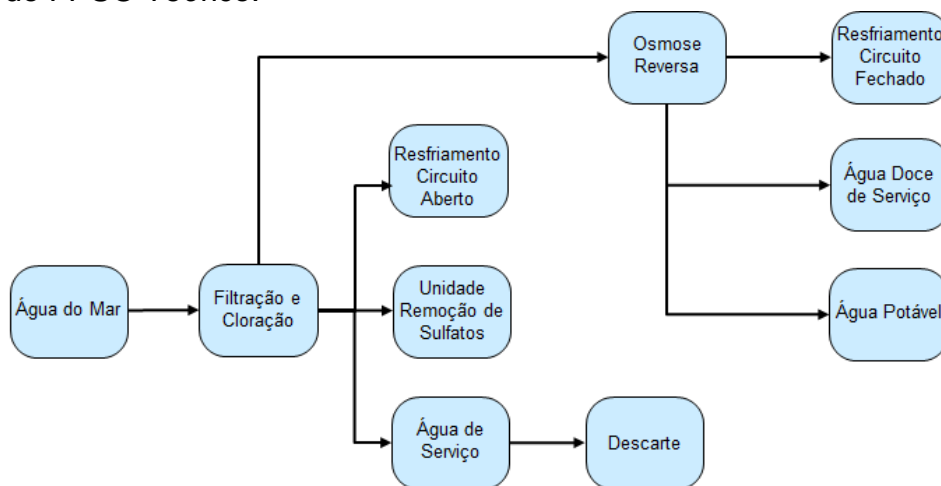


Figura II.2.4.2.2.2-5 – Diagrama esquemático do sistema de coleta de água do mar e os sistemas atendidos no FPSO Teórico.

Fonte: PETROBRAS.

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 possuirá as mesmas características das apresentadas para o FPSO Replicante.

K. Sistema de drenagem

O sistema de drenagem do FPSO Teórico será similar ao do FPSO Replicante, 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 será similar ao do FPSO Replicante, 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 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 média será de 6.665 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 in 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

Assim como no FPSO Replicante, 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, o qual será capaz de entrar em operação independente da geração principal ou de emergência.

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 Replicante, o FPSO Teórico 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 toda a área do main deck:

- Guindaste de Convés, instalado no deck de proa a boreste com capacidade para 25 t e raio de alcance de 35 m;
- Guindaste de Convés articulado, instalado no deck de popa a boreste com capacidade para 25 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 160 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, 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 nos FPSOs 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 previstos para atuarem nos empreendimentos do Projeto ETAPA 3 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 – FPSO do TLD e SPAs

O FPSO Cidade de São Vicente será ancorado nas locações do TLD e SPAs por meio de um sistema chamado *Turret Mooring*. Este sistema é constituído por uma torre, onde são fixadas as sete linhas de ancoragem e os risers flexíveis.

Cada uma das linhas é composta de um trecho inferior de amarra, um trecho de cabo de poliéster e um trecho superior de amarra, chamado de amarra de superfície. A configuração das linhas de ancoragem é em catenária livre.

A **Figura II.2.4.3.1.1-1** apresenta um exemplo de ancoragem *Turret Mooring*.



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

Fonte: <http://www.oceanica.ufrj.br/>

O *Turret* é um sistema de ancoragem que permite um giro de 360° do navio, de forma a mantê-lo alinhado às condições meteoceanográficas dominantes no local, reduzindo as cargas sobre a unidade e sobre o sistema de ancoragem. Outro elemento importante do *Turret* é o swivel de produção, equipamento que permite que a passagem dos fluídos seja realizada de maneira segura e confiável da parte fixa (ancorada) para a parte móvel (a que acompanha o movimento da embarcação) do sistema.

II.2.4.3.1.2 – FPSOs dos DPs e Pilotos

Todos os FPSOs 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.2.4.3.1.2-1** ilustra uma representação esquemática da ancoragem *Spread Mooring*.

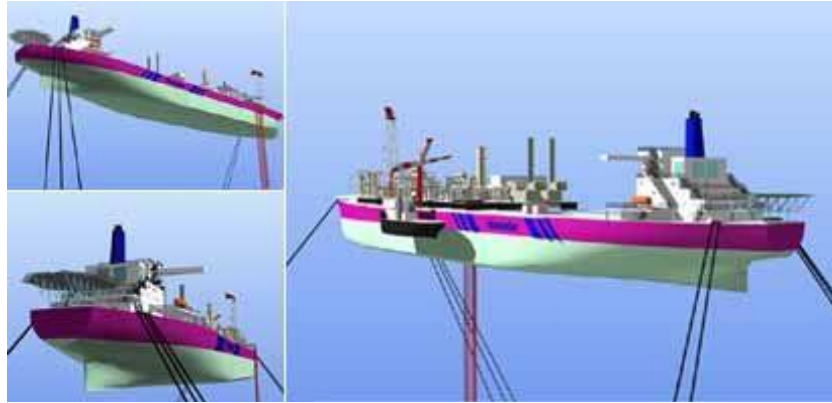


Figura II.2.4.3.1.2-1 – Exemplo de ancoragem Spread Mooring.

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 do Projeto ETAPA 3 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 TLD, SPAs, Pilotos e DPs.

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 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.

O PSD é ativado pelos seguintes meios:

- automaticamente, por um ESD;
- manualmente, através de uma botoeira na CCR;
- indicação de nível muito alto (LSHH) nos indicadores de alta pressão (*high pressure* – HP) e baixa pressão (*low pressure* – LP) *flare knockout drums*.

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 Cidade de São Vicente*	2	80	11	20
FPSO Replicante*	4	80	18	20
FPSO Teórico*	4	80	18	20

*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 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 sala 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 ECOS (Estação Central de Supervisão e Operação) da unidade que, através de conexão com o Sistema de Intercomunicação em pauta, automaticamente aciona o sinal de alarme respectivo.

Nas áreas ruidosas, as chamadas e os alarmes são acompanhados de sinalização visual através do uso de lâmpadas de estado na cor Branca/Cristal. Os avisos de emergência têm prioridade máxima durante o soar de um tom de alarme. Quando emitidos a bordo, o nível sonoro do tom de alarme em curso é emudecido automaticamente. Os cabos da rede desse sistema são resistentes a fogo, não contribuindo para a sua propagação.

II.2.4.3.5.2 – 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 Operações da Bacia de Santos (UO-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;
- nos casos de Unidades Marítimas mais ao sul da UO-BS, é acionada a aeronave no aeroporto de Navegantes, onde a ambulância seguirá para 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.2.4.3.6-1**.

Tabela II.2.4.3.6-1 – 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	Placa de Orifício ou Ultrassônico	< 1,5%
Medições de Apropriação de Óleo	Placa de Orifício ou Ultrassônico	< 2,0%
Medições Operacionais de Gás	Placa de Orifício ou Ultrassônico	< 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*¹¹, árvores de natal molhada (ANM), gasodutos de exportação e seus acessórios (válvulas, PLEMs¹² e PLETs¹³).

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).

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.

¹¹ *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).

¹² 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.

¹³ 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.

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

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.2.4.4-1** ilustra a distribuição espacial das linhas no leito marinho e a **Figura II.2.4.4-2** mostra esquematicamente um *manifold* distribuindo as linhas para as ANM dos poços. A descrição das estruturas submarinas encontra-se nos itens subsequentes.

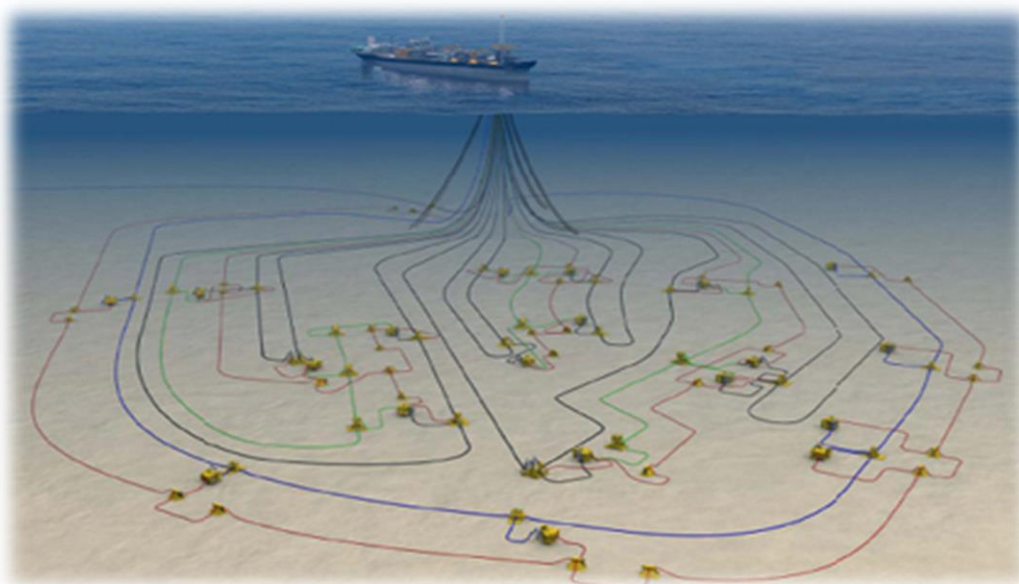


Figura II.2.4.4-1 – Representação Esquemática da interligação das linhas do FPSO aos poços.

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

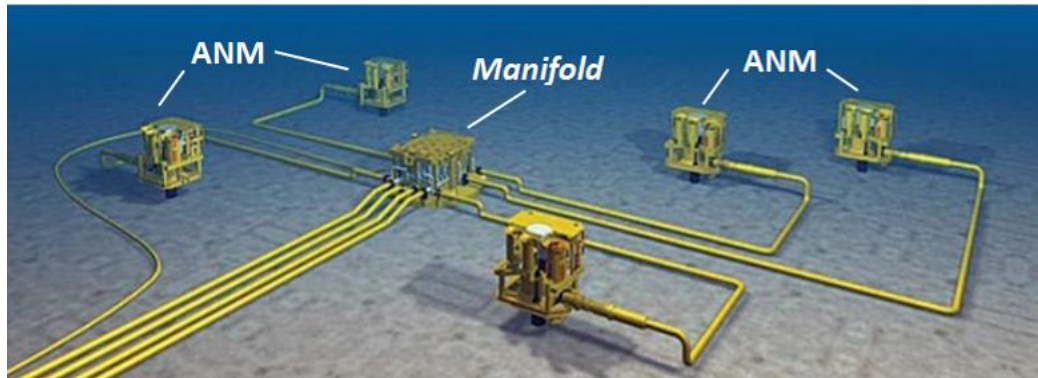


Figura II.2.4.4-2 – Representação Esquemática - Manifold e ANM.

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, 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 3, 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.2.4.4.1-1** 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*).

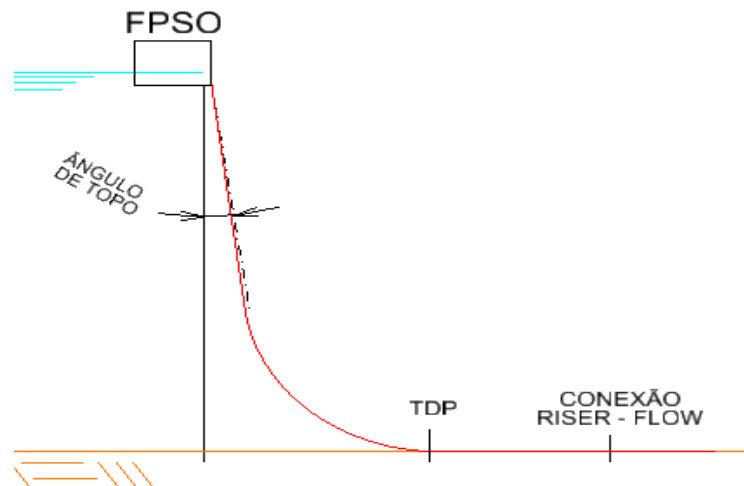


Figura II.2.4.4.1-1 – Exemplo de configuração do riser em catenária livre.

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.2.4.4.1-2** ilustra a configuração *lazy wave*.

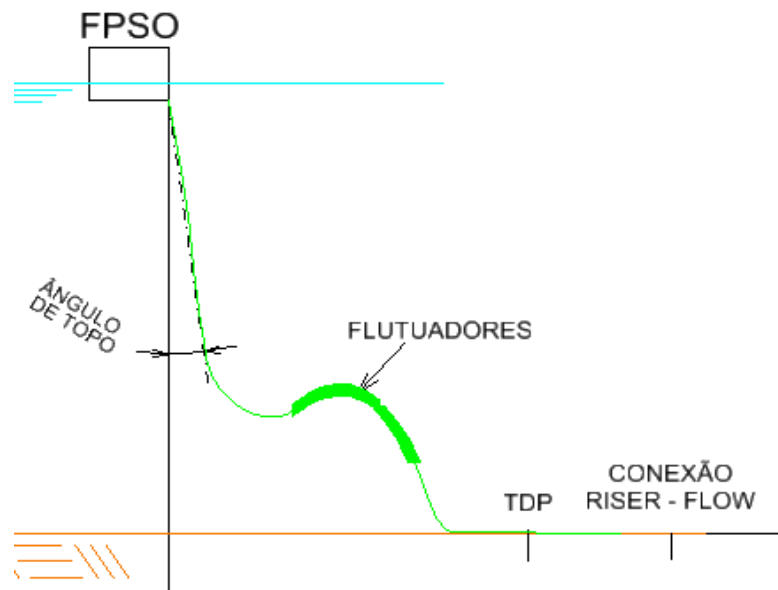


Figura II.2.4.4.1-2 – Exemplo de configuração - Lazy Wave.

No **Anexo II.2.4.4.1-1** deste EIA são apresentados os arranjos submarinos dos projetos de Desenvolvimento da Produção. Quanto aos arranjos submarinos dos Sistemas de Produção Antecipada e Teste de Longa Duração, são

apresentados aqueles elaborados até o momento. Os demais serão encaminhados juntamente com o Requerimento de Licença de Instalação desses empreendimentos.

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.2.4.4.1-3** ilustra, de forma esquemática, a estrutura de uma linha flexível.

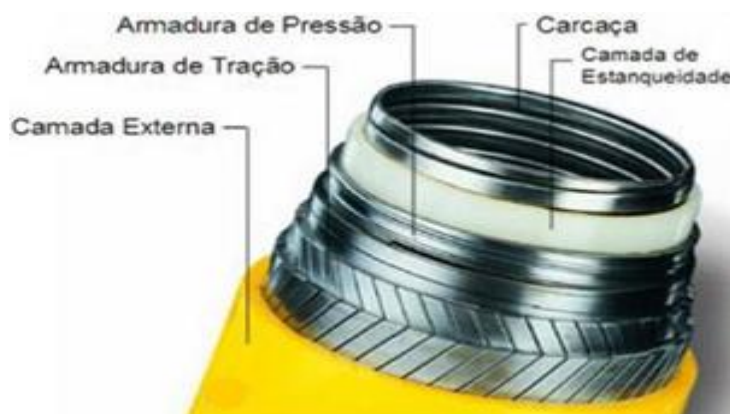


Figura II.2.4.4.1-3 – Estrutura de uma linha flexível.

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.

II.2.4.4.2 – Umbilicais de Controle

Para os sistemas de produção definitivos do ETAPA 3, o umbilical de controle (UEH - Umbilical eletro-hidráulico) poderá ser constituído de um conjunto de

quatro mangueiras termoplásticas de 1/2", seis mangueiras HCR (*High Collapse Resistance*) de 1/2" 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; ou 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.2.4.4.2-1**. Cada UDEH poderá comportar até 5 poços, e cada uma destas 5 posições poderá ser configurada para receber poços produtores ou injetores.

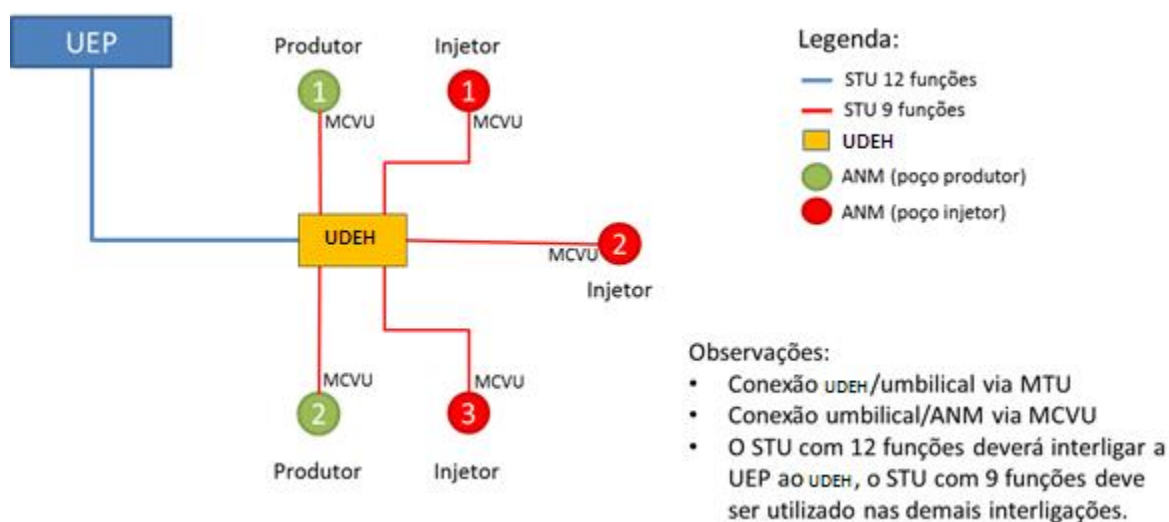


Figura II.2.4.4.2-1 – Esquema de configuração proposta para distribuição do umbilical eletro-hidráulico do tipo STU entre poços.

Para os TLD/SPAs o umbilical de controle consistirá de um conjunto de nove mangueiras termoplásticas de 3/8", três mangueiras HCR de 1/2" e três pares de cabos elétricos de 2,5 mm² de seção, integrados em um único encapsulamento.

A **Figura II.2.4.4.2-2** apresenta o corte da seção transversal de um umbilical eletro-hidráulico típico para controle de poços de produção.



Figura II.2.4.4.2-2 – Vista da seção transversal de um Umbilical Eletro-Hidráulico.

Além das funções hidráulicas de acionamento das válvulas, o umbilical possuirá linhas hidráulicas para injeção de produtos químicos (inibidor de incrustação, desemulsificante e inibidor de hidrato) e pares elétricos para alimentação, controle e aquisição de sinais necessários para monitorar as pressões e temperaturas nos poços de produção e de injeção e em suas respectivas ANM.

II.2.4.4.3 – Manifolds

Nos DPs do Projeto Etapa 3 serão 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* 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) ou produção (MSP).

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 seis válvulas acionáveis pela unidade de produção e outras três acionáveis apenas a partir da sonda que estiver intervindo no poço, quando houver essa necessidade. Nas ANMs 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.

II.2.4.4.5 – Resumo das Estruturas Submarinas

A **Tabela II.2.4.4.5-1** e a **Tabela II.2.4.4.5-2** listam resumidamente as instalações submarinas previstas que irão compor cada empreendimento do Projeto Etapa 3.

Tabela II.2.4.4.5-1 – Resumo das linhas e quantidade de estruturas submarinas previstas no TLD, SPAs e Piloto de Curta Duração.

Atividade	Configuração Preliminar dos Risers - Linhas	Raio Ancoragem aproximado (m)	Linha de Produção	Linha de Serviço	Umbilical de Controle	Linha de Injeção de Gás	Linha de Injeção de Água	Arvore de Natal Molhada (ANM)	Manifold de Produção	Manifold de Injeção de água e gás	Manifold de Linha de Injeção de água	Manifold de Linha de Injeção de gás
TLD de Sagitário	EPR	N/A	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0
SPA de Sururu 3	Catenária Livre	2.840	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0
SPA do Complementar de Atapu	EPR	N/A	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0
SPA de Búzios 5	EPR	N/A	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0
SPA de Búzios Safira	EPR	N/A	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0
SPA de Búzios Berilo	EPR	N/A	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0
SPA de Búzios Turquesa	EPR	N/A	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0
SPA de Búzios Turmalina	EPR	N/A	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0
SPA de Sépia 2	Catenária Livre	2.840	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0

(Continua)



 Coordenador da Equipe


 Técnico Responsável
EIA
PEP01R02Revisão 00
09/2017

Tabela II.2.4.4.5-1 (Conclusão)

Atividade	Configuração Preliminar dos Risers - Linhas	Raio Ancoragem aproximado (m)	Linha de Produção	Linha de Serviço	Umbilical de Controle	Linha de Injeção de Gás	Linha de Injeção de Água	Arvore de Natal Molhada (ANM)	Manifold de Produção	Manifold de Injeção de água e gás	Manifold de Linha de Injeção de água	Manifold de Linha de Injeção de gás
SPA de Sul de Sapinhoá	Catenária Livre	2.840	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0
Piloto de Júpiter	Catenária Livre	2900m	1	1	2	1	0	2	0	0	0	0

Tabela II.2.4.4.5-2 – 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	Umbilical de Controle	Linha de Injeção de Gás	Linha de Injeção de Água	Arvore de Natal Molhada (ANM)	Manifold de Produção	Manifold de Injeção de água e gás	Manifold de Linha de Injeção de água	Manifold de Linha de Injeção de gás
DP de Lula Sul 3	Catenária Livre, Lazy Wave, SLWR	2.170	8	8	14	1	5	14	0	1	0	0
DP de Lula Oeste		2.800	9	9	18	9	9	18	0	4	0	0
DP de Sururu		2.200	9	9	17	6	6	16	0	1	0	0
DP de Atapu 1		2.280	8	8	17	5	8	16	0	2	0	0
DP de Atapu 2		2.200	6	6	12	5	5	11	0	0	0	0
DP de Búzios 5		1.910	9	9	16	4	6	18	0	3	0	0
DP de Búzios 6		2.050	9	9	16	4	6	18	0	3	0	0
DP de Itapu		2.560	5	5	10	1	4	9	0	0	0	0

(Continua)

Tabela II.2.4.4.5-2 (Conclusão)

Atividade	Configuração Preliminar dos Risers – Linhas (1)	Raio Ancoragem aproximado (m)	Linha de Produção	Linha de Serviço	Umbilical de Controle	Linha de Injeção de Gás	Linha de Injeção de Água	Arvore de Natal Molhada (ANM)	Manifold de Produção	Manifold de Injeção de água e gás	Manifold de Linha de Injeção de água	Manifold de Linha de Injeção de gás
DP de Sépia	Catenária Livre, Lazy Wave, SLWR	2.140	9	9	18	6	8	17	0	0	0	0
Piloto de Libra	Catenária Livre, Lazy Wave,	2.100	8	8	13	9	1	17	0	0	0	0
DP de Libra 2 NW	Catenária Livre, Lazy Wave,	2.200	8	8	13	9	1	17	0	0	0	0
DP de Libra 3 NW	Catenária Livre, Lazy Wave	2.665	8	8	20	12	0	16	0	0	0	0

⁽¹⁾ Para cada função acima descrita, será aplicada uma configuração específica dentre as três citadas.

II.2.4.4.6 – Gasodutos de Escoamento

Os gasodutos de escoamento irão escoar o gás natural produzido nos DPs do Projeto Etapa 3 para a malha de dutos ou SIE (sistema integrado de exportação) do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Para o Piloto de Júpiter e Piloto de Libra está prevista a reinjeção de todo o gás produzido em reservatório e, portanto, não está prevista a exportação de gás destas áreas. Entre os DPs, a exceção são os DPs de Libra 2 NW e Libra 3 NW, considerando-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.

A **Tabela II.2.4.4.6-1** resume as principais características dos gasodutos de Etapa 3. O **Desenho II.2.4.4.7-1 (Anexo II.2.4.4.7-1)** mostra a localização das estruturas dos gasodutos do Projeto Etapa 3 (ESDV, PLEM, PLET e ILT).

Tabela II.2.4.4.6-1 – Gasodutos Etapa 3.

Gasoduto	Extensão (km)	Extremidade Inicial	Extremidade Final
DP de Lula Sul 3	20,4	DP de Lula Sul 3	PLEM-LUL-006
DP de Lula Oeste	12,0	DP Lula Oeste	Gasoduto Lula NE-Lula (conexão com Rota 1)
DP de Sururu	9,5	DP de Sururu	ILT-IAR-002 (PLEM)
DP de Atapu 1	7,9	DP de Atapu 1	ILT-IAR-002
DP de Atapu 2	13,6	DP de Atapu 2	ILT-IAR-002 (PLEM)
DP de Búzios 5	17,1	DP de Búzios 5	PLEM-FRA-002
DP de Búzios 6	7,3	DP de Búzios 6	ILT-FRA-003 (PLEM)
DP de Itapu	9,9	DP de Itapu	ILT-FLO-001 (PLEM)
DP de Sépia	13,2	DP de Sépia	PLEM-NET-001

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. 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 3 estão localizados em regiões de 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 3 não haverá formação de líquido em condições normais de operação.

II.2.4.4.6.1 – 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 3 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.2.4.4.6.1-1** exemplifica a configuração *lazy wave* para um gasoduto, sendo representativa tanto para *riser* flexível como rígido acoplado.

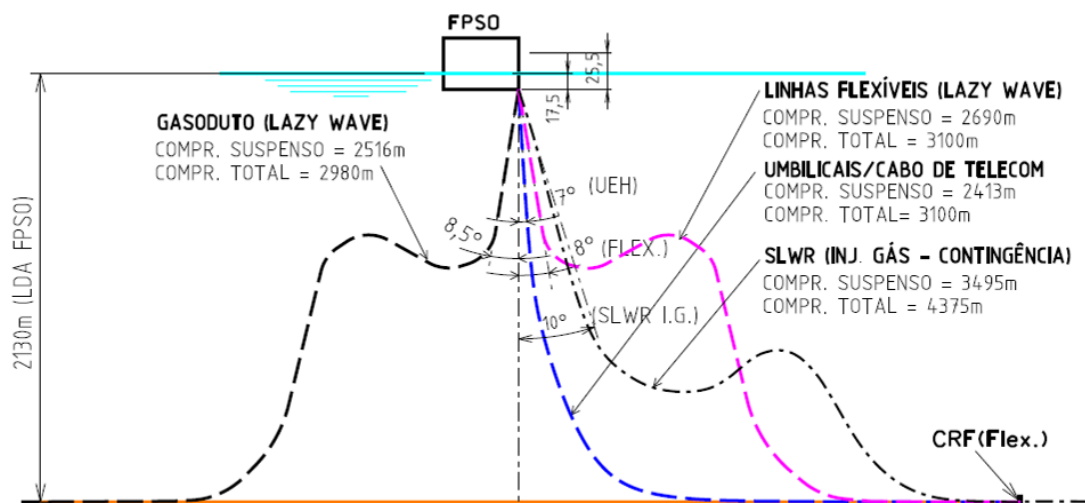


Figura II.2.4.4.6.1-1 – Exemplo de configuração de gasoduto - Lazy wave (à esquerda).

O **Quadro II.2.4.4.6.1-1** apresenta a configuração dos risers previstos dos gasodutos do Projeto Etapa 3.

Quadro II.2.4.4.6.1-1 – Configuração dos Risers dos Gasodutos.

Gasoduto	Configuração Preliminar dos Risers dos gasodutos
Gasoduto de Lula Sul 3	Riser Flexível em Lazy wave ou Steel Lazy Wave (SLWR)
Gasoduto de Lula Oeste	Riser Flexível em Lazy wave ou Steel Lazy Wave (SLWR)
Gasoduto de Sururu	Riser Flexível em Lazy wave ou Steel Lazy Wave (SLWR)
Gasoduto de Atapu 1	Riser Flexível em Lazy wave ou em catenária livre
Gasoduto de Atapu 2	Riser Flexível em Lazy wave ou Steel Lazy Wave (SLWR)
Gasoduto de Búzios 5	Riser Flexível em Lazy wave ou Steel Lazy Wave (SLWR)
Gasoduto de Búzios 6	Riser Flexível em Lazy wave ou Steel Lazy Wave (SLWR)
Gasoduto de Itapu	Riser Flexível em Lazy wave ou Steel Lazy Wave (SLWR)
Gasoduto de Sépia	Riser Flexível em Lazy wave ou Steel Lazy Wave (SLWR)

No **Quadro II.2.4.4.6.1-2** são apresentadas características operacionais preliminares para gasoduto do tipo rígido (SLWR).

Quadro II.2.4.4.6.1-2 – Características operacionais preliminares do gasoduto SLWR.

Característica	Informação	Observação
Gasoduto	Rígido	-
Diâmetro Nominal	18"	

Característica	Informação	Observação
Vazão Máxima de Operação	10 MMSm ³ /d	-
Pressão Máxima de Operação	18,4 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Mínima de Operação	0,1 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Máxima de Projeto	20,2 MPa	-
Temperatura Máxima de Projeto	60 °C	No duto
Temperatura Mínima de Projeto	-10 °C	-
Vida Útil	30 anos	-
Material do duto	Aço carbono X65	-
Revestimento Anticorrosivo Externo	3,6 mm	Polipropileno Tripla Camada
Sobre-espessura de corrosão	3,2 mm	
Revestimento interno redutor de atrito	150 / 300	Espessura mínima / máxima
Profundidade Máxima	2.100 m	-

As estruturas submarinas que poderão compor gasodutos SLWR serão:

- Riser Rígido em Configuração *Lazy Wave* com 18"DN
- 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 Lula Sul 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 Lula Sul 3 terá aproximadamente 20,4 km de extensão e diâmetro de 9,13". O gasoduto interligará a Unidade de Produção do DP de Lula Sul 3 à malha de escoamento de gás natural do Polo Pré-sal da Bacia de Santos. A interligação será realizada ao PLEM-LUL-006, o qual já estará conectado às Unidades de Produção dos DPs de Lula Sul e Lula Extremo Sul.

As características operacionais do Gasoduto Lula Sul 3 estão descritas no **Quadro II.2.4.4.6.1-3**.

Quadro II.2.4.4.6.1-3 – Características construtivas e operacionais preliminares do gasoduto Lula Sul 3.

Característica	Informação	Observação
----------------	------------	------------

Característica	Informação	Observação
Comprimento Aproximado do Duto	20,4 km	-
Diâmetro Interno	9,13"	-
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	25 m acima do nível 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	90 °C	No duto
Temperatura Mínima de Projeto	- 20 °C	
Vida Útil	20 anos	-
Material do duto	Camadas metálicas e poliméricas	-
Revestimento Anticorrosivo Externo	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Sobre-espessura de corrosão	Não aplicável (estrutura do duto)	
Revestimento interno redutor de atrito	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Profundidade Máxima	2.160 m	-

A estrutura submarina que irá compor o Gasoduto Lula Sul 3 será:

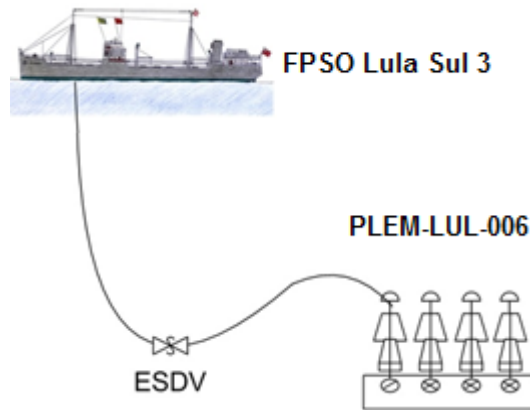
- Umbilical eletro-hidráulico de controle da ESDV;
- 1 válvula de emergência (ESDV);

A válvula ESDV do Gasoduto Lula Sul 3 será instalada o mais próximo possível da UEP de Lula Sul 3. A localização dos equipamentos submarinos estão listados na **Tabela II.2.4.4.6.1-1**.

Tabela II.2.4.4.6.1-1 – Equipamentos do Gasoduto Lula Sul 3.

Equipamento	Coordenada UTM Sirgas 2000 Meridiano Central 45° W Fuso 23	
	Leste (X)	Norte (Y)
ESDV	721.058	7.169.173
PLEM-LUL-006	711.423	7.169.316

A **Figura II.2.4.4.6.1-2** apresenta o diagrama unifilar, permitindo visualizar como as estruturas submarinas estarão distribuídas ao longo do gasoduto.



Gasoduto Lula Sul 3
Extensão ~ 20,4 km

Figura II.2.4.4.6.1-2 – Diagrama Unifilar do Gasoduto Lula Sul 3.

B. Gasoduto Lula Oeste

Será instalado um gasoduto flexível de aproximadamente 12 km de extensão e 9,13” de diâmetro para exportar o gás natural produzido no DP de Lula Oeste.

O gasoduto será interligado à conexão ILT do Gasoduto Lula NE-Lula. As características operacionais do gasoduto estão descritas no **Quadro II.2.4.4.6.1-4**.

Quadro II.2.4.4.6.1-4 – Características construtivas e operacionais preliminares do gasoduto Lula Oeste.

Característica	Informação	Observação
Comprimento Aproximado do Duto	12 km	-
Diâmetro Interno	9,13”	-
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	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Máxima de Projeto	30,25 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)/ set da PSV no FPSO
Sobreprensão acidental de Projeto	30,25 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)/ set da PSV no FPSO

(Continua)

Quadro II.2.4.4.7.3-2 (Conclusão)

Característica	Informação	Observação
Temperatura Máxima de Projeto	60 °C	No duto
Temperatura Mínima de Projeto	20 °C	
Vida Útil	30 anos	-
Material do duto	Armaduras metálicas e camadas poliméricas	-
Revestimento Anticorrosivo Externo	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Sobre-espessura de corrosão	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Revestimento interno redutor de atrito	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Profundidade Máxima	2.020 m	-

A estrutura submarina que irá compor o Gasoduto Lula Oeste será:

- 1 válvula de emergência (ESDV)

A válvula ESDV do Gasoduto Lula Oeste será instalada na conexão *riser-flow*.

A localização do equipamento submarino está listada na **Tabela II.2.4.4.6.1-2**.

Tabela II.2.4.4.6.1-2 – Equipamentos do Gasoduto Lula Oeste.

Equipamento	Coordenada UTM Sirgas 2000 Meridiano Central 45° W Fuso 23	
	Leste (X)	Norte (Y)
ESDV	711.748	7.180.620
ILT-LUL-003	712.599	7.175.197

A **Figura II.2.4.4.6.1-3** apresenta o diagrama unifilar, permitindo visualizar como as estruturas submarinas estarão distribuídas ao longo do gasoduto.

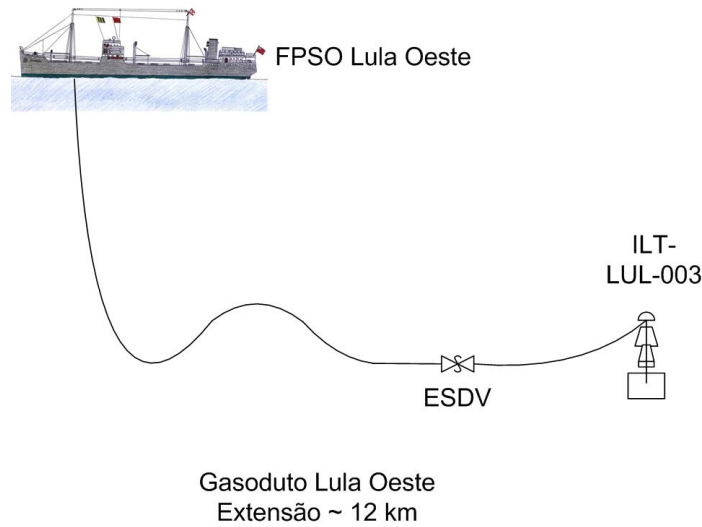


Figura II.2.4.4.6.1-3 – Diagrama Unifilar do Gasoduto Lula Oeste.

C. Gasoduto Sururu

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 Sururu terá aproximadamente 9,5 km de extensão e 9,13" de diâmetro. As características operacionais do Gasoduto Sururu estão descritas no **Quadro II.2.4.4.6.1-5**.

Quadro II.2.4.4.6.1-5 – Características construtivas e operacionais preliminares do Gasoduto Sururu.

Característica	Informação	Observação
Comprimento Aproximado do Duto	9,5 km	-
Diâmetro Interno	9,13"	-
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	25 m acima do nível médio do mar (abs)
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	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Sobre-espessura de corrosão	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Revestimento interno redutor de atrito	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Profundidade Máxima	2.300 m	-

As estruturas submarinas que irão compor o Gasoduto Sururu serão:

- Riser flexível em *lazy wave* 9.13”
- Umbilical eletro-hidráulico de controle da ESDV
- 1 válvula de emergência (ESDV)
- Trecho estático de duto flexível (*flowline*) de 9.13”
- 1 PLEM (a ser adquirido).

A válvula ESDV do Gasoduto Sururu será instalada próxima à conexão *riser-flow*.

O PLEM de Atapu 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.2.4.4.6.1-3**.

Tabela II.2.4.4.6.1-3 – Equipamentos do Gasoduto Sururu.

Equipamento	Coordenada UTM Sirgas 2000 Meridiano Central 45° W Fuso 23	
	Este (X)	Norte (Y)
ESDV	749.661	7.233.432
PLEM-Atapu	752.540	7.234.338

A **Figura II.2.4.4.6.1-4** apresenta o diagrama unifilar, permitindo visualizar como as estruturas submarinas estarão distribuídas ao longo do gasoduto.

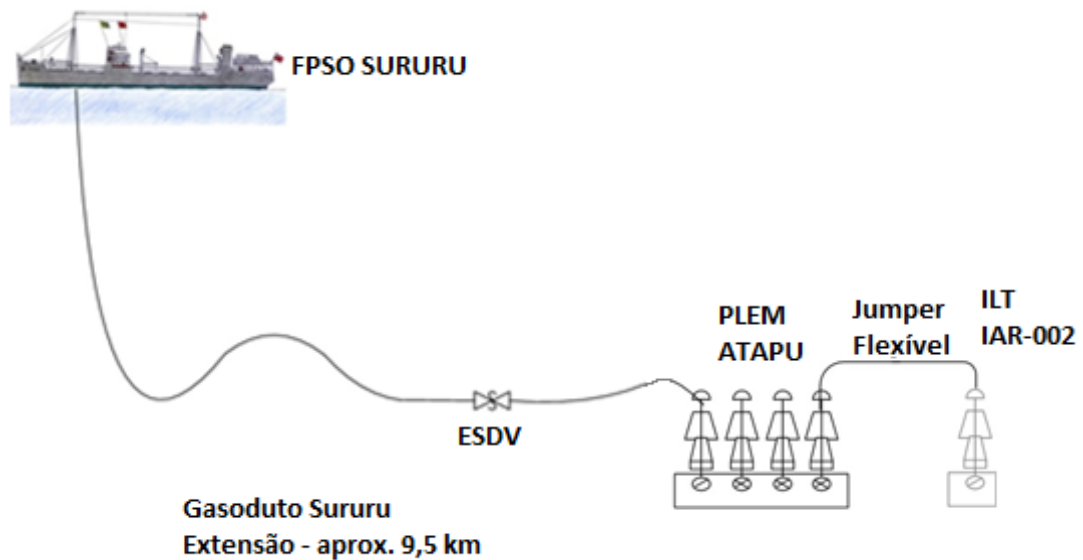


Figura II.2.4.4.6.1-4 – Diagrama Unifilar do Gasoduto Sururu.

D. Gasoduto Atapu 1

O Gasoduto Atapu 1 escoará a produção de gás natural do DP de Atapu 1 ao Gasoduto Rota 3 e será conectado ao ILT-IAR-002, pertencente ao Gasoduto Rota 3. Posteriormente, quando da entrada das demais unidades que escoarão gás através deste ILT, o gasoduto de Atapu 1 será remanejado para um PLEM a ser adquirido (o mesmo PLEM-ATP-001 do projeto DP de Atapu 2) e posteriormente conectado ao gasoduto Rota 3 pelo ILT-IAR-002.

O Gasoduto Atapu 1 terá aproximadamente 7,9 km de extensão e 9,13" de diâmetro. As características operacionais do Gasoduto Atapu 1 estão descritas no **Quadro II.2.4.4.6.1-6**.

Quadro II.2.4.4.6.1-6 – Características construtivas e operacionais preliminares do Gasoduto Atapu 1.

Característica	Informação	Observação
Comprimento Aproximado do Duto	7,9 km	-
Diâmetro Interno	9,13"	-
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	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Máxima de Projeto	27,5 MPa	-

(Continua)

Quadro II.2.4.4.6.1-7 (Conclusão)

Característica	Informação	Observação
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	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Sobre-espessura de corrosão	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Revestimento interno redutor de atrito	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Profundidade Máxima	2.300 m	-

Está em andamento um estudo para otimizar a configuração do trecho riser do gasoduto, reduzindo seu diâmetro para 6” e configuração em catenária livre.

Os equipamentos submarinos que irão compor o Gasoduto Atapu 1 serão:

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

A válvula ESDV do Gasoduto Atapu 1 será instalada próxima à conexão *riser-flow*. O PLEM-ATP-001 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.2.4.4.6.1-4**.

Tabela II.2.4.4.6.1-4 – Equipamentos do Gasoduto Atapu 1.

Equipamento	Coordenada UTM Sirgas 2000 Meridiano Central 45° W Fuso 23	
	Leste (X)	Norte (Y)
ESDV	752.990	7.236.510
PLEM-Atapu (PLEM-ATP-001)	752.540	7.234.338

A **Figura II.2.4.4.6.1-5** apresenta o diagrama unifilar, permitindo visualizar como as estruturas submarinas estarão distribuídas ao longo do gasoduto.

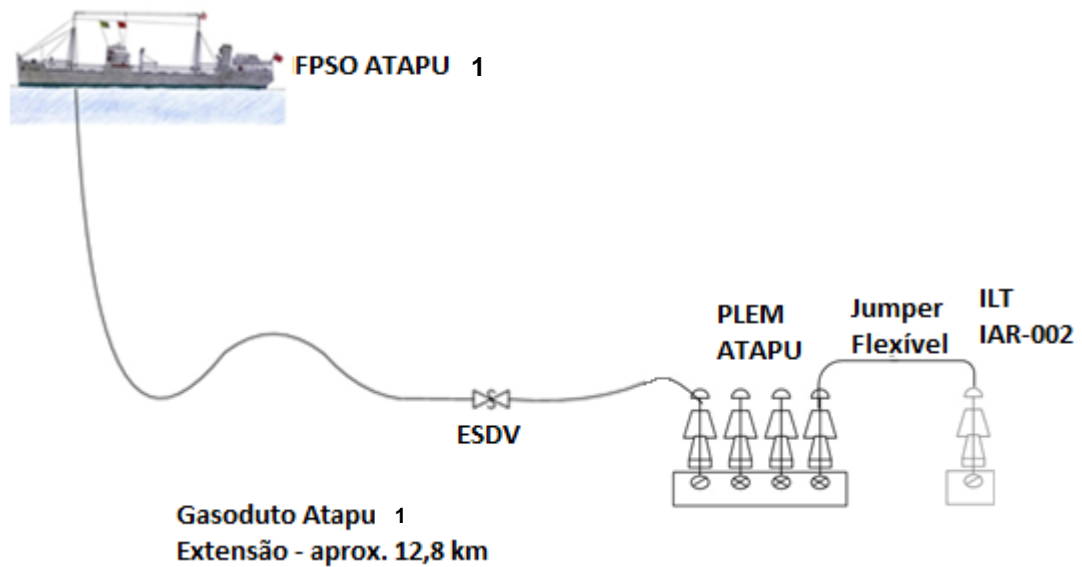


Figura II.2.4.4.6.1-5 – Diagrama Unifilar do Gasoduto Atapu 1.

E. 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 adquirido 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. As características operacionais do Gasoduto Atapu 2 estão descritas no Quadro II.2.4.4.6.1-7.

Quadro II.2.4.4.6.1-7 – Características construtivas e operacionais preliminares do gasoduto Gasoduto Atapu 2.

Característica	Informação	Observação
Comprimento Aproximado do Duto	13,6 km	-
Diâmetro Interno	9,13"	-
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	25 m acima do nível médio do mar (abs)
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	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Sobre-espessura de corrosão	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Revestimento interno redutor de atrito	Não aplicável (estrutura do duto)	-
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.2.4.4.6.1-5**.

Tabela II.2.4.4.6.1-5 – 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.2.4.4.6.1-6** apresenta o diagrama unifilar, permitindo visualizar como as estruturas submarinas estarão distribuídas ao longo do gasoduto.

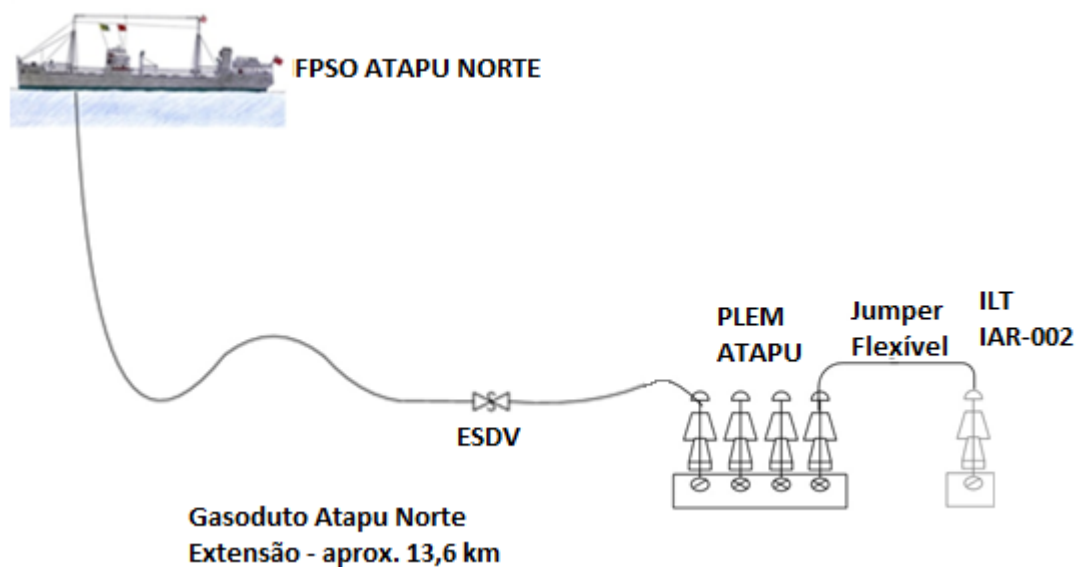


Figura II.2.4.4.6.1-6 – Diagrama Unifilar do Gasoduto Atapu 2 (anteriormente conhecido como Atapu N).

F. Gasoduto Búzios 5

O Gasoduto Búzios 5 escoará a produção de gás natural do DP de Búzios 5 ao Gasoduto Rota 3 e será interligado através do PLEM-FRA-002 ao ILT-FRA-006, sendo estes pertencentes 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 Búzios 5 terá aproximadamente 17,1 km de extensão e 9,13" de

diâmetro. As características operacionais preliminares do Gasoduto Búzios 5 estão descritas no **Quadro II.2.4.4.6.1-8**.

Quadro II.2.4.4.6.1-8 – Características construtivas e operacionais preliminares do Gasoduto Búzios 5.

Característica	Informação	Observação
Comprimento Aproximado do Duto	17,1 km	-
Diâmetro Interno	9,13"	-
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	25 m acima do nível médio do mar (abs)
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	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Sobre-espessura de corrosão	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Revestimento interno redutor de atrito	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Profundidade Máxima	1.910 m	-

As estruturas submarinas que irão compor o Gasoduto Búzios 5 serão:

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

A válvula ESDV do Gasoduto Búzios 5 será instalada próxima à conexão *riser-flow*. A localização dos equipamentos submarinos está listada na **Tabela II.2.4.4.6.1-6**.

Tabela II.2.4.4.6.1-6 – Equipamentos do Gasoduto Búzios 5.

Equipamento	Coordenada UTM Sirgas 2000 Meridiano Central 45° W Fuso 23	
	Leste (X)	Norte (Y)
ESDV	743922	7.277.741

A **Figura II.2.4.4.6.1-7** apresenta o diagrama unifilar, permitindo visualizar como as estruturas submarinas estarão distribuídas ao longo do gasoduto.

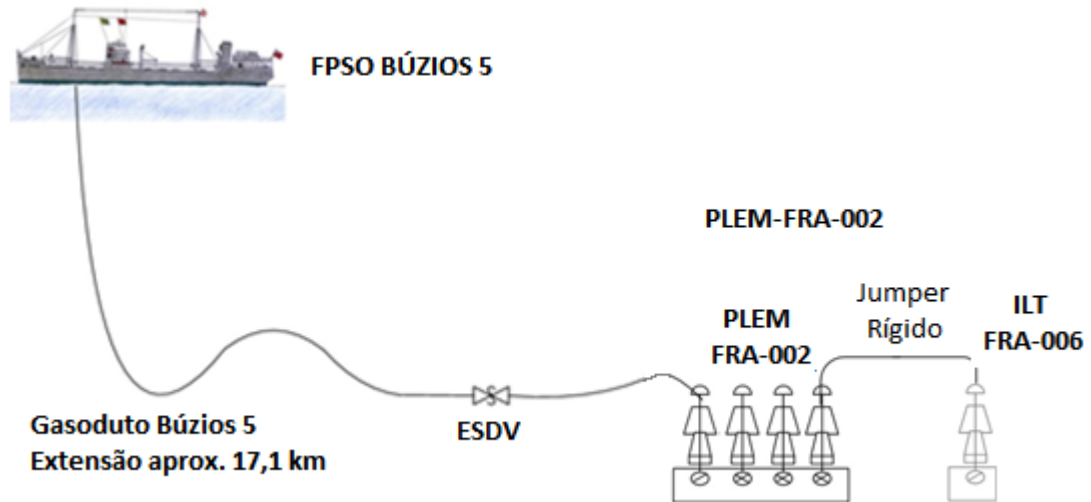


Figura II.2.4.4.6.1-7 – Diagrama Unifilar do Gasoduto Búzios 5.

G. Gasoduto Búzios 6

O Gasoduto Búzios 6 escoará a produção de gás natural do DP de Búzios 6 ao Gasoduto Rota 3, sendo conectado a um PLEM Y e deste ao ILT-FRA-003.

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 terá aproximadamente 7,3 km de extensão e 9,13” de diâmetro. As características operacionais do Gasoduto Búzios 6 estão descritas no **Quadro II.2.4.4.6.1-9**.

Quadro II.2.4.4.6.1-9 – Características construtivas e operacionais preliminares do Gasoduto Búzios 6.

Característica	Informação	Observação
Comprimento Aproximado do Duto	7,3 km	-
Diâmetro Interno	9,13"	-
Vazão Máxima de Operação	7 MMSm ³ /d	-
Pressão Máxima de Operação	25 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Mínima de Operação	0	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Máxima de Projeto	27,47 MPa	-
Temperatura Máxima de Projeto	60 °C	No duto
Temperatura Mínima de Projeto	20 °C	-
Vida Útil	25 anos	-
Material do duto	Armaduras metálicas e camadas poliméricas	-
Revestimento Anticorrosivo Externo	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Sobreespesura de corrosão	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Revestimento interno redutor de atrito	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Profundidade Máxima	2.100 m	-

As estruturas submarinas que irão compor o Gasoduto Búzios 6 serão:

- Umbilical eletro-hidráulico de controle da ESDV
- 1 válvula de emergência (ESDV)
- 1 PLEM-Y (a ser adquirido).

A válvula ESDV do Gasoduto será instalada na conexão riser-flow. A localização dos equipamentos submarinos está listada na **Tabela II.2.4.4.6.1-7**.

Tabela II.2.4.4.6.1-7 – Equipamentos do Gasoduto Búzios 6.

Equipamento	Coordenada UTM Sirgas 2000 Meridiano Central 45° W Fuso 23	
	Este (X)	Norte (Y)
ESDV	767.546	7.265.270
PLEM	768.296	7.262.172
ILT-FRA-003	768.322	7.262.150

A **Figura II.2.4.4.6.1-8** apresenta o diagrama unifilar, permitindo visualizar como as estruturas submarinas estarão distribuídas ao longo do gasoduto.

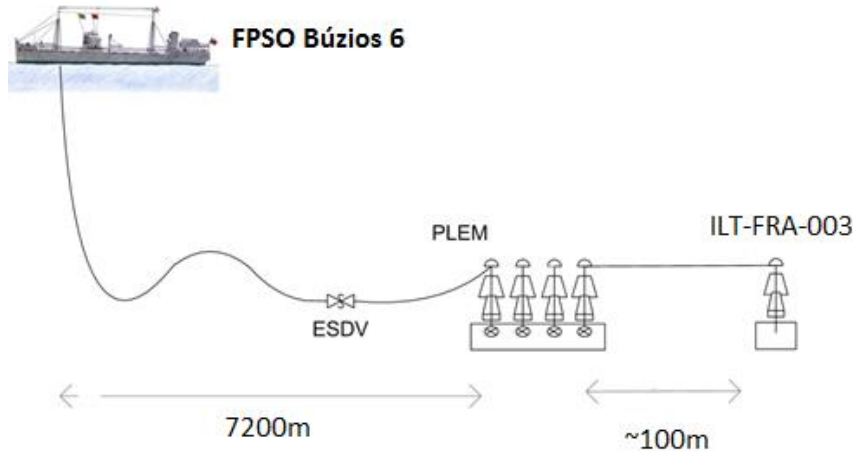


Figura II.2.4.4.6.1-8 – Diagrama Unifilar do Gasoduto Búzios 6.

H. Gasoduto Itapu

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

Atualmente, o projeto considera a instalação de um gasoduto flexível de 9,125" de diâmetro e 9,5 km de extensão, que interligará o FPSO de Itapu a um PLEM-Y, o qual será interligado à conexão ILT-FLO-001 do Gasoduto Rota 2 por um trecho de *flowline* de 400 m de extensão e 9,125" de diâmetro.

As características operacionais do Gasoduto Itapu estão descritas no **Quadro II.2.4.4.6.1-10**.

Quadro II.2.4.4.6.1-10 – Características construtivas e operacionais preliminares do Gasoduto Itapu.

Característica	Informação	Observação
Comprimento Aproximado do Duto (<i>riser</i> e <i>flowline</i>)	9,9 km (9,5 km do <i>riser</i> + 0,4 km da <i>flowline</i>)	-
Diâmetro Interno	9,125"	-
Vazão Máxima de Operação	6 MMSm ³ /d	-
Pressão Máxima de Operação	24,5 MPa	25 m acima do nível médio do mar (abs)

(Continua)

Quadro II.2.4.4.6.1 -11 (Conclusão)

Característica	Informação	Observação
Pressão Mínima de Operação	0	25 m acima do nível médio do mar (abs)
Pressão Máxima de Projeto	27 Mpa	-
Pressão Incidental da Exportação	27 Mpa	Pressão incidental do riser
Temperatura Máxima de Projeto	60 °C	No duto
Temperatura Mínima de Projeto	-10 °C	
Vida Útil	30 anos	-
Material do duto	Armaduras metálicas e camadas poliméricas	Duto flexível-
Revestimento Anticorrosivo Externo	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Sobreespesura de corrosão	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Revestimento interno redutor de atrito	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Profundidade Máxima	1.970m	-

Os equipamentos submarinos que irão compor o Gasoduto Itapu serão:

- Umbilical eletro-hidráulico de controle da ESDV;
- 1 válvula de emergência (ESDV);
- 1 PLEM (a ser adquirido).

A válvula ESDV do Gasoduto Itapu será instalada próxima ao FPSO. As localizações dos equipamentos submarinos estão listadas na **Tabela II.2.4.4.6.1-8**.

Tabela II.2.4.4.6.1-8 – Equipamentos do Gasoduto Itapu.

Equipamento	Coordenada UTM Sirgas 2000 Meridiano Central 45° W Fuso 23	
	Leste (X)	Norte (Y)
ESDV	733.116	7.258.156
PLEM-Y	736.090	7.258.728
ILT-FLO-001	735.989	7.258.863

A **Figura II.2.4.4.6.1-9** apresenta o diagrama unifilar preliminar, permitindo visualizar como as estruturas submarinas estarão distribuídas ao longo do gasoduto.

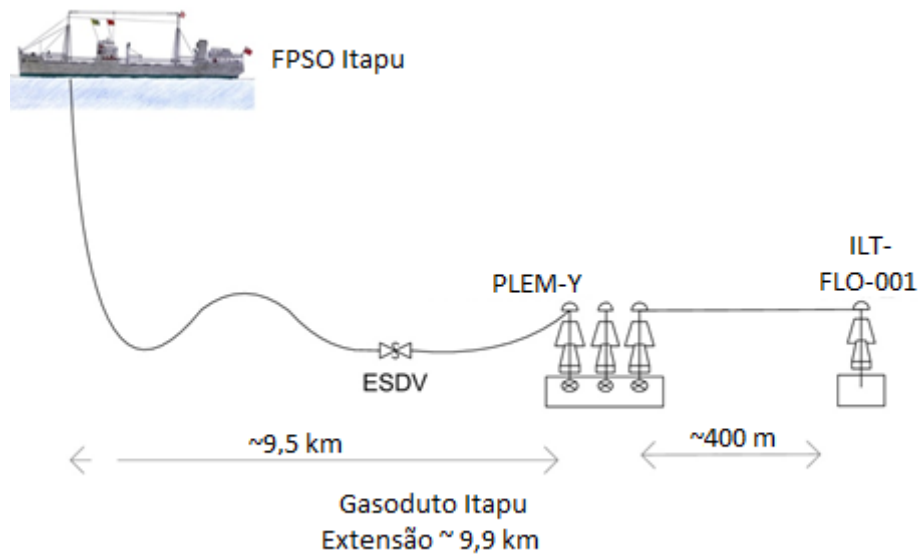


Figura II.2.4.4.6.1-9 – Diagrama Unifilar do Gasoduto Itapu.

I. Gasoduto Sépia

O Gasoduto Sépia escoará a produção de gás natural do DP de Sépia ao Gasoduto Rota 3 e será conectado por meio de um PLEM-Y, a ser adquirido pelo projeto, ao PLEM-NET-001 e ao ILY-NET-001, sendo estes pertencentes 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 Sépia terá aproximadamente 13,2 km de extensão e 9,13" de diâmetro. As características operacionais preliminares do Gasoduto Sépia estão descritas no **Quadro II.2.4.4.6.1-11**.

Quadro II.2.4.4.6.1-11 – Características construtivas e operacionais preliminares do Gasoduto Sépia.

Característica	Informação	Observação
Comprimento Aproximado do Duto	13,2 km	-
Diâmetro Interno	9,13"	-
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	25 m acima do nível médio do mar (abs)
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	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Sobre-espessura de corrosão	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Revestimento interno redutor de atrito	Não aplicável (estrutura do duto)	-
Profundidade Máxima	2.240 m	-

Os equipamentos submarinos que irão compor o Gasoduto Sépia serão:

- Umbilical eletro-hidráulico de controle da ESDV
- 1 válvula de emergência (ESDV)
- 1 PLEM (a ser adquirido).

A válvula ESDV do Gasoduto Sépia será instalada próxima à conexão *riser-flow*. A princípio, a interligação entre o PLEM-Y e o PLEM-NET-001 será feita através de um *jumper* flexível de 9,13" de diâmetro, com aproximadamente 200 m de comprimento. A localização dos equipamentos submarinos está listada na **Tabela II.2.4.4.6.1-9**.

Tabela II.2.4.4.6.1-9 – Equipamentos do Gasoduto Sépia.

Equipamento	Coordenada UTM Sirgas 2000 Meridiano Central 45° W Fuso 23	
	Este (X)	Norte (Y)
ESDV	741.861	7.208.857
PLEM-Y SÉPIA	745.754	7.218.132

A **Figura II.2.4.4.6.1-10** apresenta o diagrama unifilar, permitindo visualizar como as estruturas submarinas estarão distribuídas ao longo do gasoduto.

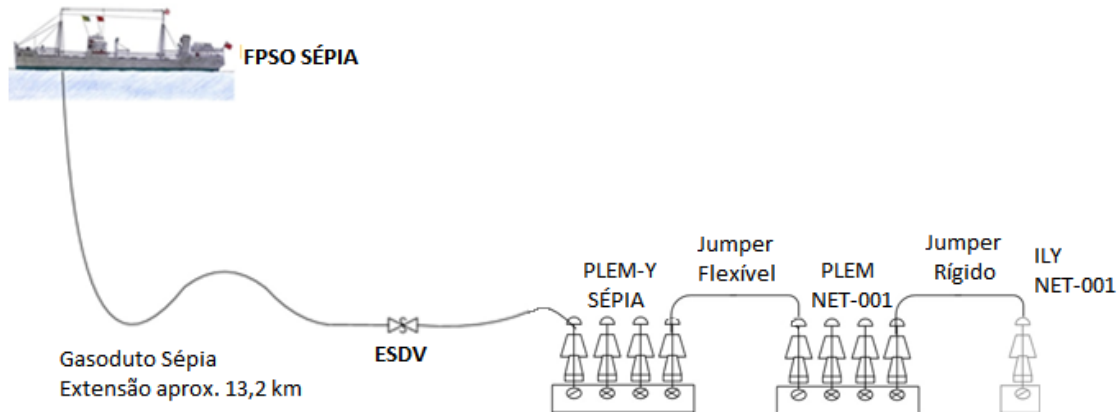


Figura II.2.4.4.6.1-10 – Diagrama Unifilar do Gasoduto Sépia.

II.2.4.4.7 – Substituição Eventual de Linhas Flexíveis de Escoamento e Umbilicais Eletro-Hidráulicos (UEHs)

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.

Nestes casos, com o acompanhamento permanente a partir dos programas de garantia de integridade estabelecidos pela operadora, pode ser necessária a substituição de alguns trechos, conforme já solicitado em pedido de anuência ao projeto Piloto de Lula. Considerando que estas operações seguem as mesmas

diretrizes apresentadas neste estudo para instalação e desativação das linhas, não implicando em alteração da Avaliação de Impactos ou das Medidas Mitigadoras, optou-se por já prever este procedimento neste EIA, evitando, assim, pedido de anuência futura.

Estas operações serão realizadas de maneira procedimentada e segura, sem riscos de jazida e/ou tecnológicos impeditivos à sua execução, com uso de recursos tradicionais e tecnologias já dominadas pela empresa, amplamente empregadas ao longo da fase de instalação da unidade.

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 **Desenho II.2.4.5-1 (Anexo II.2.4.5-1)**. Ao final desse subitem são listadas as infraestruturas previstas para serem utilizadas pelos projetos do Etapa 3. 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 3.

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

II.2.4.5.1.1 – Bases de Apoio Marítimo

O Quadro II.2.4.5.1.1-1 apresenta as bases de apoio marítimo utilizadas pela PETROBRAS e empresas contratadas na Bacia de Santos (ano base 2014), incluindo a atividade realizada pela empresa, suas principais características físicas, operacionais e capacidade instalada. 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 utilizadas pela PETROBRAS e empresas contratadas para atividades na Bacia de Santos – Ano Base 2014.

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; 7 terminais portuários; Área operacional: 1.000.000 m ² ;	5.500.000 t Contêineres: 23.334 TEUs ^{††††} .	Eletroeletrônicos, borrachas, petroquímicos, peças de veículos, café, produtos siderúrgicos, bobinas de papel para imprensa, além de granéis sólidos como trigo e ferro gusa.

(Continua)

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

Quadro II.2.4.5.1.1-1 (Continuação)

Bases de apoio	Atividades na Bacia de Santos	Principais características físicas e operacionais	Capacidade instalada	Setores que utilizam a base de apoio
Área portuária de Niterói (Base Niterói da PETROBRAS: BANIT) (RJ) ²	Bases de apoio para instalação de dutos, umbilicais, equipamentos submarinos	Cais com calado operacional de 7,5 m; 2 terminais portuários; Área operacional: 21.900 m ² ;	156.000 t e 50.000 bbl ⁺⁺⁺ ; Não há movimentação de contêineres	Logística e cargas na atividade <i>offshore</i> . Importação e exportação de equipamentos, peças e cargas em geral.
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 <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.
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)

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

Quadro II.2.4.5.1.1-1 (Continuação)

Bases de apoio	Atividades na Bacia de Santos	Principais características físicas e operacionais	Capacidade instalada	Sectores 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	Operações de ancoragem; Base para recebimento de resíduos	Cais de 740 m com calado de até 9 m; Área: 50.000 m ² (base de apoio offshore)	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 Offshore (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 offshore
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 offshore relacionado às atividades de prospecção da Bacia de Santos

(Continua)

Quadro II.2.4.5.1.1-1 (Conclusão)

Bases de apoio	Atividades na Bacia de Santos	Principais características físicas e operacionais	Capacidade instalada	Setores que utilizam a base de apoio
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>
COMTROL - INSTALAÇÃO DE APOIO – Rio de Janeiro (RJ) ¹¹		Não disponível	Não disponível	Atividades <i>offshore</i>
COMAP – PORTO – Arraião 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: ¹ DOCAS DO RIO, 2016; ² DOCAS DO RIO, 2016^a; ³ PORTO DE VITÓRIA, 2016; ⁴ TRIUNFO LOGÍSTICA, 2016; ⁵ PORTO DE ITAJAÍ, 2016; ⁶ ANTAQ, 2012; ⁷ JORNAL DO COMÉRCIO, 2014; ⁸ CAPITANIA DOS PORTOS DO RIO DE JANEIRO, 2016; ⁹ PENNANT SERVIÇOS MARÍTIMOS, 2016; ¹⁰ CAMORIM, 2016; ¹¹ COMTROL, 2016; ¹² PORTO DO FORNO, 2016; ¹³ SUBSEA 7, 2016; ¹⁴ CPVV, 2016; ¹⁵ PORTO DE SANTOS, 2016; ¹⁶ PORTO DE SÃO SEBASTIÃO, 2016.

De acordo com PETROBRAS (2015), as bases de apoio marítima mais utilizadas na Bacia de Santos são as áreas portuárias do Rio de Janeiro e Niterói (Baía de Guanabara), onde foram contabilizadas 5.491 atracções ao longo do ano de 2014 (mais de 89% do total de atracções), respondendo por mais de 91% dos dias de fundeio das embarcações monitoradas nos terminais portuários da Bacia de Santos em 2014.

Em seguida, destacam-se os portos de São Sebastião (SP), Itajaí (SC), Angra dos Reis (RJ) e Santos (SP), com atracções variando de 28 a 228 durante o ano de 2014. Em PETROBRAS (2015) 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 superestimado, uma vez que não necessariamente todas as embarcações na área atracaram nos respectivos portos.

Na área portuária do Rio de Janeiro e Niterói, além de atividades de apoio *offshore*, são movimentados minério de ferro que, em toneladas, correspondeu a 79% do total movimentado em 2014, seguido de carga containerizada (11%).

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 2014), 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 2014.

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 <i>offshore</i> 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: 38.000 m ² ; Pista: 2.560 x 45 m.	230 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 <i>offshore</i> .
Aeroporto de Itanhaém (SP) ³	Transporte de passageiros e insumos para projetos de exploração, produção e escoamento de óleo e gás	Área terminal de passageiros: 500 m ² ; Novo terminal (PETROBRAS): 900 m ² ⁴ Pista: 1.350 x 30 m	70 mil passageiros/ano; Novo terminal (PETROBRAS): 720 mil pessoas/ano	Não possui voos regulares. Apresenta atividades de aviação <i>offshore</i> , aviação executiva e aeroclubes.

Fonte: ¹ INFRAERO, 2016; ² AEROPORTO DE CABO FRIO, 2016; ³ DAESP, 2016; PREFEITURA DE ITANHAÉM, 2015.

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
Brasfels S.A.- Angra dos Reis (RJ) ¹	Área total: 1.000.000 m ² ; 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	Área de trabalho de 65.000 m ² ; 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>
Tomé/Ferrostal – Maceió (AL)	Não há informações disponíveis	Não disponível	<i>Offshore</i>
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	<i>Offshore</i>
QGI – Queiroz Galvão IESA – Rio Grande (RS) ³	Área de 320 mil m ²	8400 t aço/ano	<i>Offshore</i>

Fonte: ¹<http://www.portalnaval.com.br/estaleiros/estaleiros-brasil>; ²TECHINT 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

II.2.4.5.1.4 – Oficinas de manutenção e fabricação

O Quadro II.2.4.5.1.4-1 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, *manifold*, âncoras) e manutenção, indicando suas principais características físicas e operacionais.

Quadro II.2.4.5.1.4-1 – Oficinas utilizadas para atividades de óleo e gás na Bacia de Santos – Ano Base 2014.

Oficinas	Localização	Atividade	Capacidade instalada / descrição	Setores que utilizam a base de apoio
MARINE ¹	Niterói (RJ)	Bases de apoio (fabricação) para instalação de dutos e umbilicais	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)		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)		Atuação: gerenciamento de projetos, engenharia e construção para a indústria de óleo e gás.	Projeto, fabricação e instalação de dutos submarinos e equipamentos <i>offshore</i> , construção de refinarias, plantas petroquímicas. Atuação também em segmentos não petrolíferos, tais como produtos químicos, fertilizantes, cimento, mineração.
TECHNIP ⁶	Porto do Açú, São João da Barra (RJ)			

(Continua)

Quadro II.2.4.5.1.4-1 (Continuação)

Oficinas	Localização	Atividade	Capacidade instalada / descrição	Setores que utilizam a base de apoio
BANIT ⁷	Niterói (RJ)	Oficinas de manutenção	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)		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.
ARM Rio	Macaé (RJ)		Atuação: serviços de manutenção e reparo de equipamentos submarinos.	Óleo e Gás.
AKERSOLUTIONS ⁹	São José dos Pinhais (PR)		Bases de apoio (fabricação) para equipamentos submarinos	Atuação: engenharia e construção, tecnologia e soluções integradas.
IMETAME (integração de manifolds) ¹³	Aracruz (ES)	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

(Continua)

Quadro II.2.4.5.1.4-1 (Continuação)

Oficinas	Localização	Atividade	Capacidade instalada / descrição	Setores que utilizam a base de apoio
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)	Bases de apoio (fabricação e manutenção) para ancoragem	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)		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 ⁹	São Leopoldo (RS)		Atuação: produtora de cordas e cabos de fibras sintéticas.	Óleo e Gás, Transportes e Logística.
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 offshore de petróleo e gás.	Óleo e Gás.

(Continua)

Quadro II.2.4.5.1.4-1 (Conclusão)

Oficinas	Localização	Atividade	Capacidade instalada / descrição	Setores que utilizam a base de apoio
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; ³MFX, 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.2.4.5.1.5 – Terminais de carga e abastecimento, almoxarifados, armazéns, pátios de dutos e demais instalações afins

O Quadro II.2.4.5.1.5-1 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.2.4.5.1.5-1 – 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> (supply boats); 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.

(Continua)

Quadro II.2.4.5.1.5-1 (Conclusão)

Armazéns	Localização	Atividade	Capacidade instalada	Setores que utilizam a base de apoio
BANIT ²	Niterói (RJ)		Capacidade: 156.000 t e 50.000 bbl.	Atende à logística e de cargas na atividade offshore, 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)		Não disponível	Óleo e Gás.
ARM RIO	Rio de Janeiro (RJ)			
Porto Triunfo ³	Rio de Janeiro (RJ)	Bases de apoio para ancoragem	Não disponível	Granéis (trigo, cloreto de potássio/sal marinho, sucata metálica, ferro gusa), cargas gerais, produtos siderúrgicos
ARM RIO	Rio de Janeiro (RJ)		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 p 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.2.4.5.1.6 – Centros administrativos, logísticos e operacionais

Os centros administrativos, logísticos e operacionais utilizados pela PETROBRAS encontram-se listados no **Quadro II.2.4.5.1.6-1**. Tais centros administrativos não são exclusivos para as atividades da Bacia de Santos.

Quadro II.2.4.5.1.6-1 – Centros administrativos, logísticos e operacionais utilizados pela PETROBRAS para atividades na Bacia de Santos.

Centros administrativos, logísticos e operacionais		Localização
Rio de Janeiro (RJ)	Edifício Ventura	Av. República do Chile, 330 - 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. Pref. Aristeu Ferreira da Silva, 392 - 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.2.4.5.1.7 – Áreas de disposição final de resíduos e rejeitos

O **Quadro II.2.4.5.1.7-1** apresenta as empresas que receberam resíduos das atividades de PETROBRAS na Bacia de Santos no ano de 2014, retiradas do Relatório do Projeto de Controle da Poluição – PCP, conforme Nota Técnica nº 001/2011. É importante ressaltar 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.2.4.5.1.7-1**. 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.2.4.5.1.7-1 – Empresas cadastradas para tratamento e destinação de resíduos gerados na Bacia de Santos – Ano Base 2014.

Empresa	Localização	Licença Ambiental	Atividade Licenciada	Capacidade	Setores que utilizam a base de apoio	Obtenção das informações de capacidade e setores
Tecnosol Comércio e Serviços Ltda ¹	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).	Contato telefônico
Haztec Tecnologia e Planejamento Ambiental S/A ²	Magé (RJ)	IN 000720 (INEA)	Blendagem, Aterro Industrial; Descontaminação	Instalada: 6.000 t/mês; Utilizada: não informada.	Indústria farmacêutica, química, metalúrgica e alimentícia	Contato telefônico
SUZAQUIM Indústrias Químicas LTDA ³ .	Suzano (SP)	LO N° 26004251 (CETESB)	Reciclagem	Instalada: 30.000 t/ano Utilizada: 400 t/mês (4.800 t/ano)	Indústrias diversas (pilhas, baterias e resíduos tecnológicos)	Contato telefônico
Alutech Alumínio Tecnologia Ltda ⁴	Duque de Caxias (RJ)	15205 (FEEMA)	Reciclagem	Área total: 36.840 m ² ; Área para tratamento de resíduos: 11.350 m ²	Diversos	Site da empresa
Momento Engenharia Ambiental Ltda ⁵	Blumenau (SC)	LO N° 7051/2011 (FATMA)	Aterro industrial	Área total: 2.147.006 m ² ; Área para tratamento de resíduos: 311.758 m ²	Diversos. Resíduos de todas as classes.	Contato telefônico.

(Continua)

Quadro II.2.4.5.1.7-1 (Continuação)

Empresa	Localização	Licença Ambiental	Atividade Licenciada	Capacidade	Setores que utilizam a base de apoio	Obtenção das informações de capacidade e setores
Cooperativa dos Agentes Autônomos de Reciclagem de Aracaju	Aracaju (SE)	102010 (ADEMA)	Reciclagem	Não disponível	Diversos	Contato telefônico
MBR Comércio de Materiais Recicláveis ⁶	Duque de Caxias (RJ)	15567 (IENA)	Reciclagem	Não disponível	Diversos. Indústrias, restaurantes, residências	Não foi possível contato com a empresa
ESTRE Ambiental S/A ⁷	Nossa Senhora do Socorro (SE)	526/2013 (ADEMA)	Aterro industrial e Aterro sanitário	Unidades em Sergipe: Centro de Gerenciamento de Resíduos de Sergipe: 100 t/dia resíduos classe I ³ ; Unidade de Transbordo de Nossa Senhora do Socorro: 700 t/dia.:	Diversos. Sistema de Disposição Final de Resíduos Sólidos residenciais, comerciais e industriais	Não foi possível contato com a empresa
ESTRE Ambiental S/A ⁷	Rosário do Catete (SE)	491/2013 (ADEMA)				
Ecochamas Tratamento De Resíduos Industriais LTDA	Resende (RJ)	IN016644 (INEA)	Coprocessamento	Não disponível	Não disponível	Não foi possível contato com a empresa
Apliquim Brasil Recycle Ltda ⁸	Indaial (SC)	10043/2011 /753/2013 (FATMA)	Descontaminação	Instalada: 500.000 lâmpadas/mês; ¹ Utilizada: 250.000 lâmpadas/mês	Diversos	Contato telefônico

(Continua)

Quadro II.2.4.5.1.7-1 (Continuação)

Empresa	Localização	Licença Ambiental	Atividade Licenciada	Capacidade	Setores que utilizam a base de apoio	Obtenção das informações de capacidade e setores
Vitoria Ambiental Engenharia e Tecnologia S/A ⁹	Serra (RJ)	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	E-mail
Catarinense Engenharia Ambiental ¹⁰	Joinville (SC)	LO 5962/2013 (FATMA)	Aterro industrial	Aterro Classe I: capacidade total: 735.950 m ³ ; capacidade disponível: 483.020 m ³ ; Aterro Classe II: capacidade total: 5.709.402 m ³ ; capacidade disponível: 4.495.835 m ³	Diversos	E-mail
Idea Cíclica ¹¹	Magé (RJ)	2862 (INEA)	Descontaminação	Não disponível	Diversos	Não foi possível contato com a empresa
A.M. Consulting - Consultoria E Serviços Em Meio Ambiente LTDA ¹²	Duque de Caxias (RJ)	IN017450 (INEA)	Reciclagem	Área instalada: 8.000 m ²	Diversos	E-mail 14/06/2016
Naturalis Brasil Comércio e Serviços Ltda – Epp ¹³	Itupeva (SP)	36006868 (CETESB)	Reciclagem	Instalada: 1.560.000 lâmpadas/ano; Utilizada: Não disponível	Diversos	Contato telefônico
COOPERFOZ - Cooperativa de Coletores de Material Reciclável da Foz do Rio Itajaí	Itajaí (SC)	LAO FAMA I 044/2012 (FATMA)	Reciclagem	Instalada: 16 t/dia; Utilizada: 11 t/dia;	Diversos	Contato telefônico

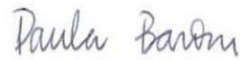
(Continua)

Quadro II.2.4.5.1.7-1 (Continuação)


Empresa	Localização	Licença Ambiental	Atividade Licenciada	Capacidade	Setores que utilizam a base de apoio	Obtenção das informações de capacidade e setores
Associação Beneficente dos Catadores de Materiais Recicláveis em Nova Rosa da Penha (ACAMARP)	Cariacica (ES)	GLA-057/13 (SEMMAN)	Reciclagem	Não disponível	Diversos	Não foi possível contato com a empresa
Sistema Nova Ambiental Ltda – EPP ¹⁴	Itapevi (SP)	32006663 (CETESB)	Coprocessamento	Área total: 13.123 m ² ; Área construída: 6.406 m ²	Diversos	E-mail
Terrestre Ambiental Ltda ¹⁵	Santos (SP)	18002168 (CETESB)	Aterro sanitário	Área utilizada: 26.500 m ²	Diversos	E-mail
Transforma Gerenciamento de Resíduos Ltda ¹⁶	Macaé (RJ)	LO 018698 / IN 002531/ LO 018585 / IN 025849 (INEA) / LO 333 / LO 173 (PMM) / 156/2011 (SEMMA)	Aterro sanitário; Aterro industrial; Estação de Tratamento de Esgoto (ETE); Reuso; Recondicionamento; Blendagem; Coprocessamento; Reaproveitamento	Área total: 836.644 m ² ; Área industrial: 72.645 m ²	Empresas offshore e onshore (indústrias de transformação, comerciais de serviço)	E-mail
Cooperativa Popular Amigos do Meio Ambiente Ltda ¹⁸	Rio de Janeiro (RJ)	LMO000052/2008 (SMAC)	Reciclagem	Área: 4.000 m ²	Diversos	E-mail
Dois Arcos - Transporte e Tratamento de Resíduos Sólidos Ltda ¹⁹	Rio de Janeiro (RJ)	FE 013200 (INEA)	Descontaminação; Aterro sanitário	Não disponível	Diversos	Não foi possível contato com a empresa
Essencis MG Soluções Ambientais S.A. ²⁰	Betim (MG)	740 (COPAM)	Aterro industrial	Não disponível	Diversos	Não foi possível contato com a empresa



 Coordenador da Equipe


 Técnico Responsável
EIA
PEP01R02Revisão 00
09/2017

(Continua)



Coordenador da Equipe



Técnico Responsável

EIA
PEP01R02

Revisão 00
09/2017

Quadro II.2.4.5.1.7-1 (Continuação)

Empresa	Localização	Licença Ambiental	Atividade Licenciada	Capacidade	Setores que utilizam a base de apoio	Obtenção das informações de capacidade e setores
CTR Nova Iguaçu - Central de Tratamento de Resíduos Nova Iguaçu S.A. ²¹	Nova Iguaçu (RJ)	IN018048 /18048 (INEA) / FE 010225 (FEEMA)	Aterro sanitário; Aterro industrial	3 mil a 4 mil toneladas de resíduos, por dia	Diversos	Não foi possível contato com a empresa
CTR Alcântara - Central de Tratamento de Resíduos LTDA ²²	São Gonçalo (RJ)	IN018810 / IN 018810 (INEA)	Aterro sanitário; Aterro industrial	1.000 toneladas de resíduos por dia	Resíduos domésticos	Não foi possível contato com a empresa
Diocélio Serafim de Souza ²³	Aparecida (SP)	41001583 (CETESB)	Reciclagem	Instalada: 240 t/ano ⁴ ; Utilizada: Não disponível	Diversos	Informação obtida pela Licença de Operação
Marca Ambiental Ltda ²⁴	Cariacica (ES)	LO N°15/2009/ LU N°156/2012/ LO N°352/2009 / LO N° 014/2009/ LO N°151/2009/ LAR N°071/2012/ LO N°141/2014 (IEMA)	Aterro industrial; Incineração em terra; Reciclagem; , Estação de Tratamento de Esgoto (ETE); Aterro sanitário; Blendagem;	Área total superior a 2 milhões de m ²	Diversos: municípios, indústrias, portos, aeroportos, de estabelecimentos de serviços de saúde, dentre outros	Contato telefônico
Gerdau Aços Longos S/A ²⁵	Rio de Janeiro (RJ)	IN000764 (INEA)	Reciclagem	Não disponível	Diversos	Não foi possível contato com a empresa

(Continua)

Quadro II.2.4.5.1.7-1 (Conclusão)

Empresa	Localização	Licença Ambiental	Atividade Licenciada	Capacidade	Setores que utilizam a base de apoio Nome	Obtenção das informações de capacidade e setores Localização
Reoxil Reciclagem Indústria e Comércio De Produtos Químicos Ltda ²⁶	Duque de Caxias (RJ)	IN 019149 (INEA)	Reúso; Estação de Tratamento de Esgoto (ETE); Reciclagem; Recondicionamento; Re-refino Coprocessoamento; Descontaminação Aterro sanitário; Aterro industrial	Não disponível	Diversos	Não foi possível contato com a empresa
Ecoplast Indústria e Comércio de Plástico Ltda	Serra (ES)	067/2011 (SEMMA)	Reciclagem	Não disponível	Diversos	Não foi possível contato com a empresa
Recicoleta Depósito de recicláveis RJ Ltda ²⁷	Rio de Janeiro (RJ)	0320/10 (SMAC)	Reciclagem	Não disponível	Não se aplica	Contato telefônico
Revive ²⁸	Vila Velha (ES)	OF.7825/2013 (IEMA)	Reciclagem	Não disponível	Diversos	Não foi possível contato com a empresa

Fonte: ¹MADE IN FOREST, 2016; ²HAZTEC, 2016; ³SUZAQUIM, 2016; ⁴ALUTECH, 2016; ⁵MOMENTO AMBIENTAL, 2016; ⁶MBR ÓLEO VEGETAL, 2016; ⁷ESTRE, 2016; ⁸APLIQUIM BRASIL RECYCLE, 2016; ⁹VITÓRIA AMBIENTAL, 2016; ¹⁰BRUCAVILLE, 2016; ¹¹IDÉIA CÍCLICA, 2016; ¹²AM CONSULTING, 2016; ¹³NATURALIS BRASIL, 2016; ¹⁴NOVA AMBIENTAL, 2016; ¹⁵TERRESTRE AMBIENTAL, 2016; ¹⁶TRANSFORMA RESÍDUOS; ¹⁸COOPAMA, 2016; ¹⁹DOIS ARCOS, 2016; ²⁰ESSENCIS, 2016; ²¹ESCOLA NACIONAL DE

SAÚDE PÚBLICA SÉRGIO AROUCA, 2016; ²²GOVERNO DO RIO DE JANEIRO, 2012; ²³CNPJ SÃO PAULO, 2016; ²⁴MARCA AMBIENTAL, 2016; ²⁵PLANETA SUSTENTÁVEL, 2008; ²⁶EMPRESAS DO BRASIL, 2016a; ²⁷RECICOLETA, 2016; ²⁸PREFEITURA DE VILA VELHA, 2014.





Coordenador da Equipe





Técnico Responsável

EIA
PEP01R02

Revisão 00
09/2017

II.2.4.5.1.8 – 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.2.4.5.1.8-1**, 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.2.4.5.1.8-1 – Terminais recebedores de óleo escoado por navios aliviadores utilizados pela PETROBRAS para atividades na Bacia de Santos – Ano Base 2014.

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 960 e petroquímica Braskem	ZERO
Terminal São Francisco do Sul - TEFran	São Francisco do Sul (SC)	6	467	1 monoboia para petróleo (calado 18 m)	REPAR 990	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 4.284	ZERO (954 futuramente com Novo Píer)

(Continua)

Tabela II.2.4.5.1.8-1 (Conclusão)

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 Maximiano da Fonseca - TEBIG	Angra dos Reis (RJ)	10	846	2 píers (calado 25 m)	REDUC REGAP COMPERJ 2.142	477
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 píer para barcaças (calado 5,8 m)	REDUC REGAP COMPERJ 715	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 píer 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, 2016.

Operações *ship to ship* poderão ocorrer nos Portos de Angra dos Reis (RJ) e Vitória (ES). Cabe destacar que as operações em Angra dos Reis estão suspensas por determinação do INEA/RJ.

II.2.4.5.1.9 – Refinarias

O Quadro II.2.4.5.1.9-1 apresenta as refinarias da PETROBRAS que podem receber o petróleo produzido na Bacia de Santos.

As obras do COMPERJ estão em andamento e o mesmo terá capacidade para refino de 165 mil barris de petróleo por dia (26,2 mil m³/d). Com relação à Refinaria Abreu e Lima (RNEST), o primeiro conjunto de refino (Trem 1) já iniciou suas operações, enquanto prosseguem as obras no Trem 2, com previsão de entrada em funcionamento em 2018.

Quadro II.2.4.5.1.9-1 – 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, asfalto, óleos combustíveis, QAV, propeno, óleos marítimos. Interligada ao TEFran e ao Terminal marítimo de Paranaguá.	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 Liqueficação.	66 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. Controla o Terminal do Vale do Paraíba (TEVAP). Interligada aos Terminais de Guarulhos, Guararema e São Sebastião (TEBAR)	40 mil m ³ /dia de petróleo
RPBC Refinaria Presidente Bernardes	Cubatão (SP)	Principais produtos: Gasolina A, gasolina Podium, gasolinas de competição, coque de petróleo, gasolina de aviação, óleo diesel, gás de cozinha, nafta petroquímica, gás natural, combustível para navios (bunker), hidrogênio, butano desodorizado, benzeno, xilenos e tolueno, hexano, enxofre, resíduo aromático, etc. Interligada ao Terminal Aquaviário de Santos, Terminal Terrestre de Cubatão e o Terminal de Cubatão (TECUB).	28,3 mil m ³ /dia de petróleo

(Continua)

Quadro II.2.4.5.1.9-1 (Conclusão)

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) e solventes especiais. 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, gasolina, querosene de aviação (QAV), asfalto, 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 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
COMPERJ – Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (em implantação)	Itaboraí (RJ)	Principais produtos: Principais produtos da refinaria: óleo diesel, nafta petroquímica, querosene de aviação (QAV), coque, GLP (gás de cozinha) e óleo combustível. Interligação aos Terminais TEBIG e Almirante de Tamandaré	Carga futura: 26,2 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.	36,6 mil m ³ /dia de petróleo (2 trens de 18,3 mil m ³ /dia cada)

II.2.4.5.1.10 Gasodutos de escoamento e unidades de tratamento de gás

O sistema de escoamento de gás ligado às atividades do Projeto Etapa 3 será realizado via gasoduto 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, 16 MM m³/d e 18 MM m³/d de gás, respectivamente.

O **Quadro II.2.4.5.1.10-1** e o **Quadro II.2.4.5.1.10-2** listam, respectivamente, os gasodutos e as UPGNs terrestres.

Quadro II.2.4.5.1.10-1 – 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)	16 milhões m ³ /dia
Rota 3 (em licenciamento) (Rota Comperj)	18 milhões m ³ /dia

Quadro II.2.4.5.1.10-2 – 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), líquido de gás natural (LGN) e gasolina natural (C5+)	20 milhões m ³ /dia de gás natural
Terminal de Cabiúnas (TECAB)	Macaé (RJ)		25 milhões m ³ /dia de gás natural
Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ) – em implantação	Itaboraí (RJ)		21 milhões m ³ /dia de gás natural*

Conforme descrito no **subitem II.2.4.16 – Escoamento da Produção**, o TECAB tem capacidade para processar 13 milhões m³/d do gás do PPSBS, escoado pelo Gasoduto Rota 2. Os outros 3 milhões Mm³/d de gás serão recebidos no TECAB, mas transferidos via GASDUC II e Guapimirim-COMPERJ I para processamento na Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) do COMPERJ.

II.2.4.5.1.11 – Resumo das Infraestruturas de apoio utilizadas na Bacia de Santos

O Quadro II.2.4.5.1.11-1 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 3.

Quadro II.2.4.5.1.11-1 – 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)
Estaleiros	Aeroporto de Itanhaém (SP)
	Brasfels S.A.–Angra dos Reis (RJ)
	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
	Rota 3

(Continua)

Quadro II.2.4.5.1.11-1 (Conclusão)

Base de apoio	
Unidades de Tratamento de Gás	Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba (UTGCA), Caraguatatuba (SP) Recebe gás do Rota 1.
	Terminal de Cabiúnas (TECAB), Macaé (RJ). Receberá gás do Rota 2.
	Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ), Itaboraí (RJ). Receberá gás do 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)
Terminais recebedores de óleo	Terminal Almirante Tamandaré (RJ)
	Terminal Madre de Deus (BA)
	Terminal Suape (PE)
Centros administrativos	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 3

Neste subitem são destacadas as infraestruturas que serão utilizadas durante a implantação e operação do Etapa 3. Todas as bases já são utilizadas pela PETROBRAS para as atividades da Bacia de Santos.

O **Quadro II.2.4.5.3-1** apresenta as bases de apoio marítimo previstas para o Etapa 3.

Quadro II.2.4.5.3-1 – Bases de apoio marítimo utilizadas pela PETROBRAS e empresas contratadas para as atividades do Etapa 3.

Porto	Atividades
Complexo portuário do Rio de Janeiro (RJ)	Instalação e Operação
Complexo portuário de Niterói (RJ)	Instalação e Operação
Porto de Vitória - BAVIT (ES)	Instalação

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**.

Durante a operação dos empreendimentos do Etapa 3, a utilização das embarcações será otimizada, atendendo a Bacia de Santos como um todo, não sendo possível a distinção entre empreendimentos e atividades de perfuração e produção. Estima-se que entre 2017 e 2020 haverá um aumento de aproximadamente quatro embarcações e 250 atracções para o atendimento à Bacia de Santos.

Especificamente para o Etapa 3, prevê-se a necessidade de um incremento de berços ao longo dos anos, conforme apresentado na **Tabela II.2.4.5.3-1**.

Tabela II.2.4.5.3-1 – Quantidade de berços incrementais para atendimento ao Projeto Etapa 3 de acordo com o PNG 15-19.

Quantidade de Berços incrementais	Ano					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	0,03	0,4	0,7	1,1	1,3	1,6

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 3.

O Quadro II.2.4.5.3-2 apresenta as bases de apoio aéreo que serão utilizadas e a Tabela II.2.4.5.3-2 a demanda prevista de passageiros e voos incrementais necessários para as atividades do Etapa 3.

Quadro II.2.4.5.3-2 – Bases de apoio aéreo utilizadas pela PETROBRAS e empresas contratadas para as atividades do Etapa 3.

Porto	Atividades	Uso no Etapa 3
Aeroporto de Jacarepaguá – Rio de Janeiro (RJ)	Instalação e operação	Prioritário
Aeroporto de Cabo Frio (RJ)		
Aeroporto de Itanhaém (SP)		

Tabela II.2.4.5.3-2 – Demanda de passageiros e voos incrementais para atendimento ao Projeto Etapa 3 de acordo com o PNG 15-19.

Demanda de passageiros e voos incrementais	Ano				
	2018	2019	2020	2021	2022
Quantidade de passageiros	8.407	30.022	48.634	62.444	73.252
Quantidade de voos	357	1.275	2,065	2,652	3.111

Esta demanda incremental refere-se ao transporte para as unidades de produção, não considerando necessidades de transporte aéreo para unidades de apoio à produção ou de exploração e desenvolvimento da produção, como Unidades de Manutenção e Segurança, Unidades de Serviços Submarinos, dentre outros. 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 3 são apresentados no **Quadro II.2.4.5.3-3**.

Quadro II.2.4.5.3-3 – Centros administrativos, logísticos e operacionais utilizados pela PETROBRAS para atividades do Etapa 3.

Centros administrativos, logísticos e operacionais			Localização
Principais	Rio de Janeiro (RJ)	Edifício Ventura	Av. República do Chile, 330, 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.**

II.2.4.5.3.1 – Resumo das Infraestruturas de apoio previstas para o Projeto Etapa 3

O **Quadro II.2.4.5.3.1-1** lista resumidamente as principais infraestruturas previstas para o suporte às atividades do Etapa 3.

Quadro II.2.4.5.3.1-1 – Resumo das principais infraestruturas utilizadas nas atividades do Etapa 3.

Base de apoio	
Marítimo ¹	Área Portuária do Rio de Janeiro (RJ)
	Área Portuária de Niterói (RJ)
Aéreo	Aeroporto de Jacarepaguá (RJ)
	Aeroporto de Cabo Frio (RJ)
	Aeroporto de Itanhaém (SP)
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.
	Terminal de Cabiúnas - TECAB, Macaé (RJ). Receberá gás do Rota 2.
	Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro - COMPERJ, Itaboraí (RJ). Receberá gás do 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)
	Terminal Madre de Deus (BA)
Centros administrativos	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 será do tipo *Spread Mooring*, com 24 a 28 linhas de ancoragem distribuídas em quatro *clusters*, exceto para as plataformas que farão o TLD e SPAs (FPSO Cidade de São Vicente) que possui sistema de ancoragem em *Turret Mooring* (com 7 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.2.4.6.1-1**. A configuração das linhas de ancoragem é em catenária livre e os pontos fixos de ancoragem no leito marinho são estacas-torpedo.

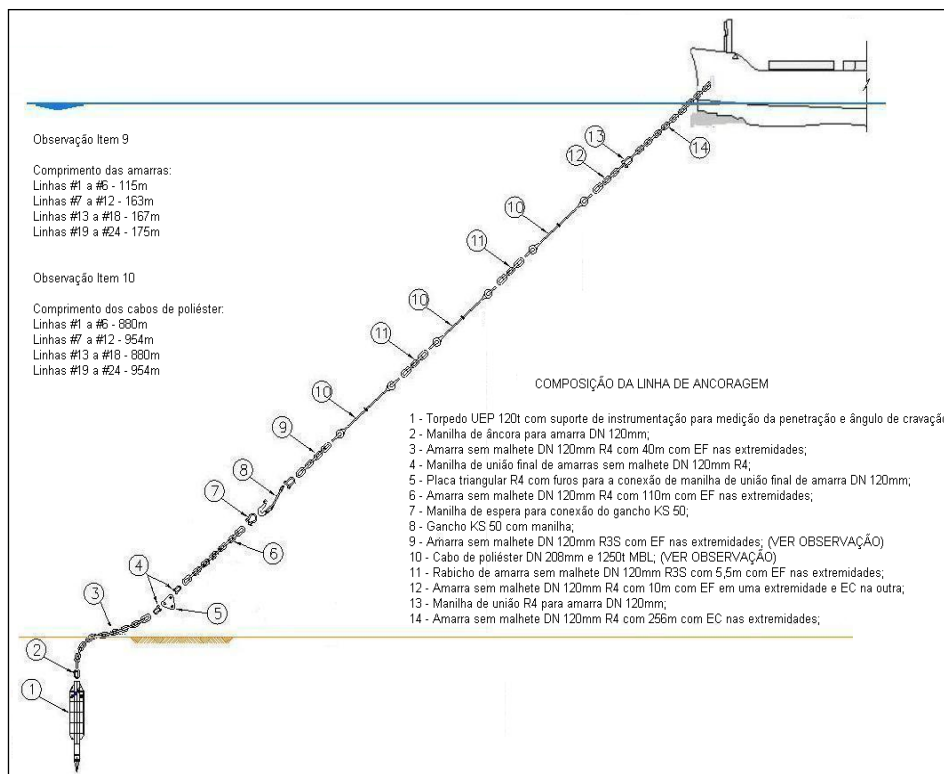


Figura II.2.4.6.1-1 – Exemplo de linha de ancoragem.

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.2.4.6.1-2** mostra um exemplo de estaca torpedo utilizada em ancoragem.



Figura II.2.4.6.1-2 – Estaca do tipo torpedo utilizada em ancoragem.

Esta fase é realizada com a utilização de embarcações de manuseio de componentes de ancoragem, designadas AHTS (*Anchor Handling Tug Supply*) (**Figura II.2.4.6.1-3**), dois por frente de trabalho, e uma embarcação de suporte do tipo RSV (*Remote Survey Vessel*) para operações com ROV.



Figura II.2.4.6.1-3 – 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*¹⁶. Caso os parâmetros não estejam conformes o torpedo é descravado para novo tiro.

¹⁶ *Hook up*: método de instalação de *risers* e linhas de ancoragem em unidades flutuantes.

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 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*¹⁷ (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*¹⁸, 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*).

¹⁷ *Chain Stopper*: dispositivo que prende a corrente da âncora no FPSO.

¹⁸ *Shark Jaw*: equipamento localizado na região central do convés, utilizado para travamento da amarra de topo.

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.

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.2.4.6.2-1**. Para serem ancoradas, as linhas já serão lançadas com seu colar de ancoragem.

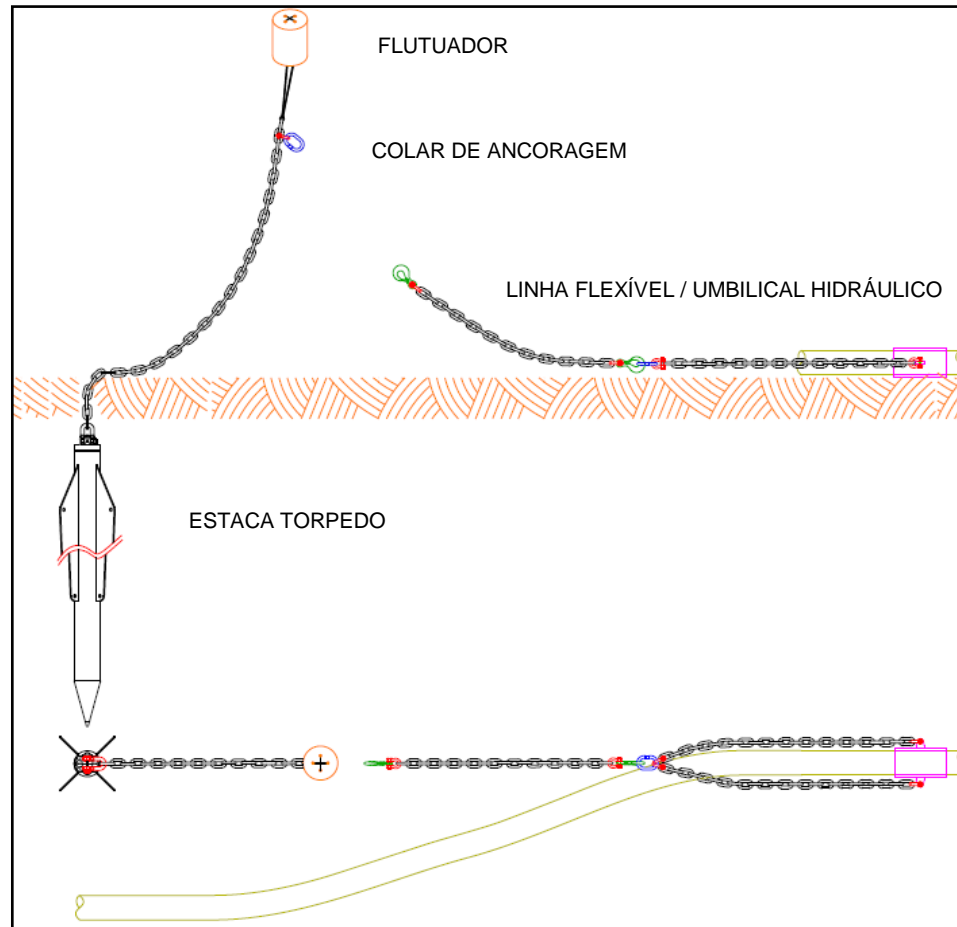


Figura II.2.4.6.2-1 – Esquema do sistema de ancoragem das linhas de fluxo.

II.2.4.6.3 – Instalação do Sistema de Coleta (Produção, Serviço e Umbilical) e Escoamento de Gás

No TLD, SPAs e DPs do Projeto Etapa 3 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*), dotados de ROV.

Os poços a serem interligados às Unidades de Produção são controlados através de ANMs (Árvore de Natal Molhada) com três Módulos de Conexão Vertical (MCVs) independentes. Para as ANMs de produção, um MCV servirá para a interligação da linha de produção, outro para a interligação da linha de serviço e o terceiro para interligação do umbilical eletro-hidráulico (UEH) de

controle das válvulas da ANM. Para as ANMs de injeção, um MCV 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.

O sistema MCV possui flanges padronizados e compatíveis para permitir a conexão da linha na ANM. Essa conexão é feita no navio de lançamento de linhas (PLSV), o qual, através de cabos de aço, desce o MCV para conectá-lo à ANM.

A outra extremidade das linhas é conectada à Unidade de Produção num procedimento chamado de *pull-in*, que consiste na conexão da linha à plataforma.

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 (CVD de 1ª extremidade).

Após a instalação do MCV 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, 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, HW 525.

A **Figura II.2.4.6.3-1** mostra um exemplo de embarcação PLSV.



Figura II.2.4.6.3-1 – Exemplo de Navio Lançador de Linha - PLSV (Pipe Laying Support Vessel).

Para o escoamento do gás produzido, as plataformas serão interligadas a uma malha de gasodutos rígidos existentes (Rota 1, Rota 2 e Rota 3). Essa ligação se dará através de gasodutos flexíveis.

A instalação dos gasodutos do projeto Etapa 3 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*.

A instalação dos dutos e risers rígidos, ocorrerá por um dos três métodos descritos a seguir: *S-Lay*, *J-Lay* ou *Reel-Lay*.

A. 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.2.4.6.3-2** ilustra o desenho esquemático de lançamento utilizando o método S-Lay.

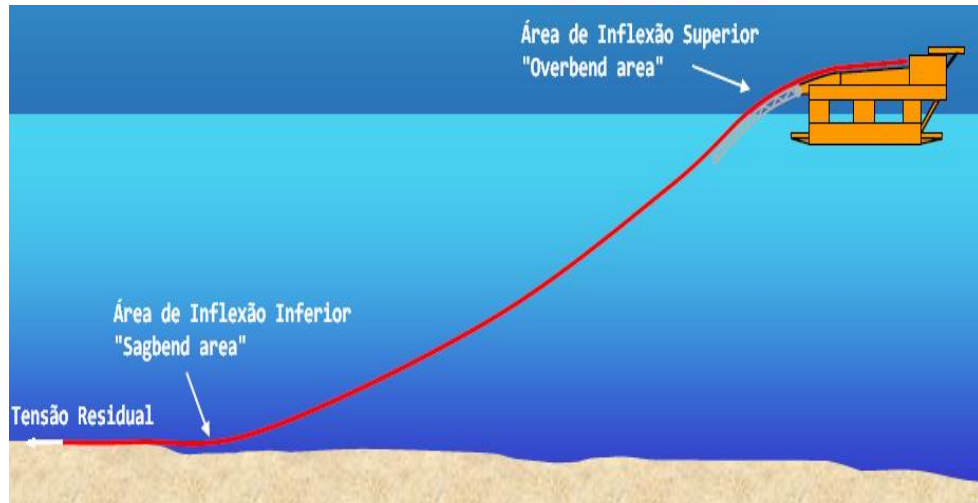


Figura II.2.4.6.3-2 – Desenho esquemático de lançamento usando o método S-Lay.

B. 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.2.4.6.3-3** ilustra o desenho esquemático de lançamento utilizando o método J-Lay.

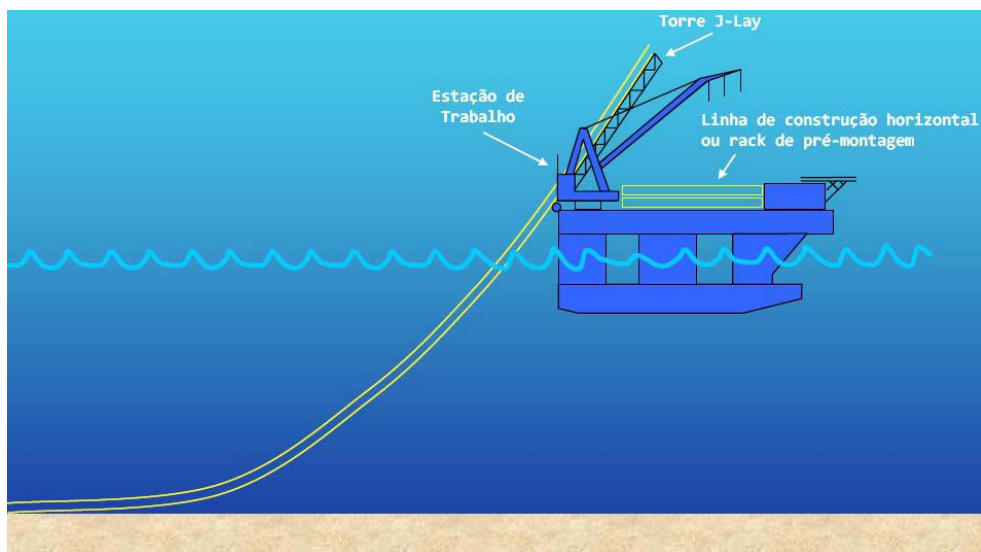


Figura II.2.4.6.3-3 – Desenho esquemático de lançamento usando o método J-Lay.

Independentemente do método de lançamento, a instalação do gasoduto 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.

C. 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 ao 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.2.4.6.3-4** ilustra o lançamento pelo método Reel-Lay.

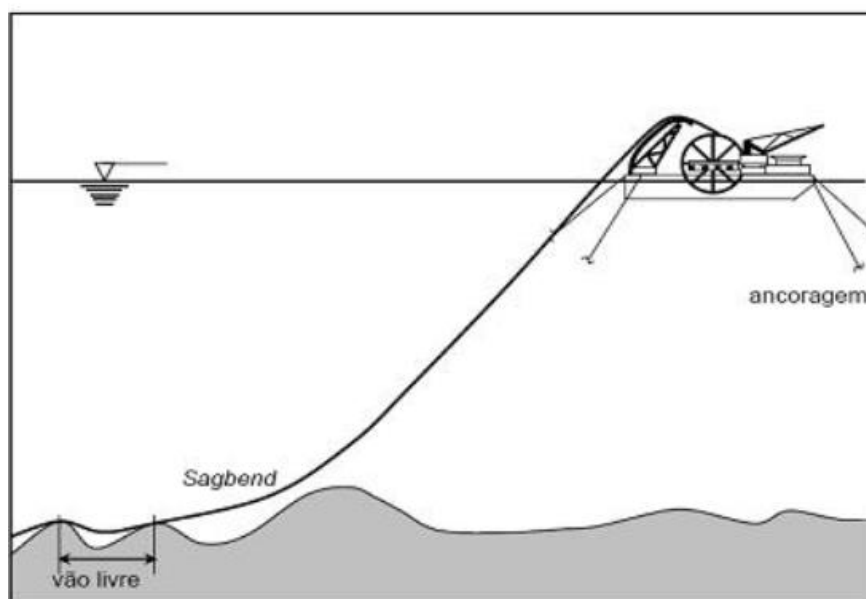


Figura II.2.4.6.3-4 – Desenho esquemático de lançamento usando o método Reel-Lay

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.2.4.6.3-5** mostra um exemplo de embarcação utilizada para instalação de duto pelo método Reel-Lay.



Figura II.2.4.6.3-5 – Exemplo de embarcação Método Reel-Lay

II.2.4.6.4 – 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, os quais são equipamentos 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. Os *Manifolds* são instalados a cabo com embarcação que possui guindaste/guincho com capacidade suficiente para operação. Após instalação dos *Manifolds*, faz-se a interligação dos mesmos com os poços e com a plataforma através de dutos flexíveis, sendo que a conexão no *Manifold* pode ser feita com o uso de Módulos de Conexão Vertical ou Horizontal (MCV ou MCH).

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

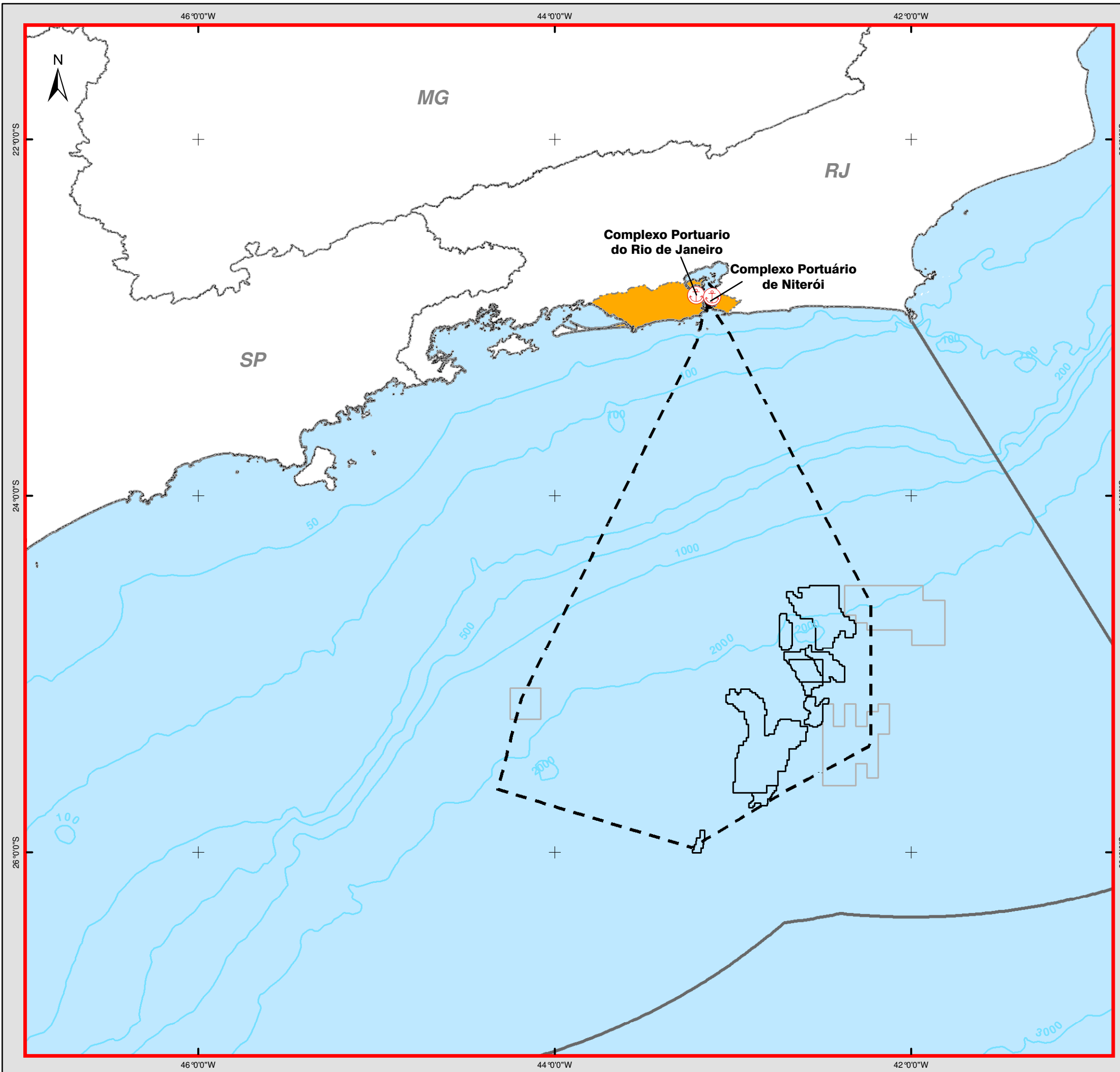
inferior do *riser* com o objetivo de minimizar o inventário de gás existente no gasoduto, que poderia ser liberado para o ambiente externo, próximo à UEP, em caso de falha do riser. As ESDVs podem ser *In-Line* (lançadas já conectadas no duto flexível) ou ser instalada em outro equipamento, como PLEM 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.2.4.6.5 – Rotas das Embarcações de Apoio Durante a Instalação

O mapa apresentado na **Figura II.2.4.6.5-1** apresenta as rotas a serem utilizadas pelas embarcações que atuarão nas atividades de instalação das unidades de produção e estruturas submarinas.



LEGENDA

Etapa 3

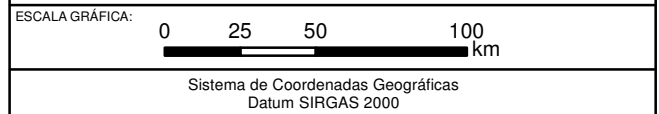
- Bloco de Exploração
- Campo de Produção

Rotas das embarcações de apoio

- Área do Tráfego das Embarcações (prevista)

Bases de Apoio

- ⚓ Marítimo
- Municípios com bases de apoio marítimo
- Bacia de Santos
- Divisa Estadual
- Batimetria (m)



REFERÊNCIAS UTILIZADAS:

- Divisas Estaduais e Municipais (IBGE, 2010);
- Blocos Exploratórios, Campos de Produção, Bacia Sedimentar (ANP);
- Batimetria (MMA);
- Área de Tráfego das Embarcações (Extrapolado a partir do resultado de classificação de densidade do Projeto de Monitoramento de Tráfego de Embarcações - PMTE (PETROBRAS, 2015).



ATIVIDADE DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO POLO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS - ETAPA 3

ESTUDO DE IMPACTO AMBIENTAL – EIA

ROTA DAS EMBARCAÇÕES DE APOIO PARA AS ATIVIDADES DO PROJETO ETAPA 3

ESCALA:	1:2.500.000	DATA:	Setembro/2017
FIGURA Nº	II.2.4.6.5-1	PROCESSO IBAMA Nº	02001.007928/14-44
ELABORADO POR:	José Donizetti		FOLHA: 1/1
			TAMANHO: A3
			REV: 00

II.2.4.6.6 – Duração e Periodicidade das operações de instalação

Em sua grande maioria, as 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. A PETROBRAS exigirá que as empresas contratadas atendam aos procedimentos de segurança e meio ambiente, pertinentes a este tipo de atividade.

O **Quadro II.2.4.6.6-1** apresenta os principais tipos de embarcações que serão utilizadas durante as atividades de instalação.

Quadro II.2.4.6.6-1 – 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>)	Lançamento de linhas e gasodutos, interligação de gasodutos
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)
Pipe Carrier	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

A **Tabela II.2.4.6.6-1** mostra a estimativa da duração das operações a serem realizadas para instalação dos Projetos de TLD, SPAs e Piloto de Curta Duração com o FPSO Cidade de São Vicente, o número de embarcações estimado, a periodicidade média de viagens do porto a locação e o número total de viagens. A estimativa apresentada é para a instalação de uma unidade de produção.

Tabela II.2.4.6.6-1 – Estimativa da utilização de embarcações na instalação de cada TLD, SPAs e Piloto de Curta Duração com o FPSO Cidade de São Vicente.

Atividade	Tipo de embarcação	Duração média da operação (dias)	Número de Embarcações na Atividade	Periodicidade média de viagens ao porto (dias/viagem)	Número Total de Viagens
Pré-Ancoragem do FPSO	AHTS	14	2	14	2
	AHTS (com ROV)		1	14	1
Ancoragem do FPSO	AHTS	14	2	14	2
	AHTS (reboque)		4	14	4
	AHTS (com ROV)		1	14	1
Interligação dos poços	PLSV	60	1	20	3
	RSV	2	1	14	1
	AHTS	4	1	4	1

A **Tabela II.2.4.6.6-2** apresenta a estimativa da duração das operações a serem realizadas para instalação para projetos DPs e Piloto de Longa Duração, o número de embarcações estimado, a periodicidade média de viagens do porto à locação e o número total de viagens. A estimativa apresentada é para a instalação de uma unidade de produção.

Tabela II.2.4.6.6-2 – Estimativa da utilização de embarcações na instalação de cada DP ou Piloto de Longa Duração.

Atividade	Tipo de embarcação	Duração média da operação (dias)	Número de Embarcações na Atividade	Periodicidade média de viagens ao porto (dias/viagem)	Número Total de Viagens
Pré-Ancoragem do FPSO	AHTS	56	2	14	8
	AHTS (com ROV)		1	28	2
Ancoragem do FPSO	AHTS	28	2	7	8
	AHTS (reboque)		4	28	4
	AHTS (com ROV)		1	28	1
Lançamento de gasoduto	PLSV	50	1	25	2
Interligação dos poços	PLSV	1200	1	20	60
	RSV	36	1	12	3
	AHTS	36	1	4	9

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 3, 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 3, serão utilizadas embarcações de apoio para o transporte de passageiros, suprimentos e materiais em geral.

Para otimizar a utilização das embarcações, estas atenderão 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.

O **Quadro II.2.4.8-1** resume os principais tipos de embarcações de apoio durante a operação.

Quadro II.2.4.8-1 – Tipos de Embarcações de apoio previstas para a operação dos empreendimentos.

Tipo de Embarcação	Função
PSV (Platform Supply Vessel)	Embarcação de suporte às plataformas que transporta materiais de suprimento, tais como tubos, cimento, salmoura, água doce, óleo, granéis, dentre outros.
UT (Utility)	Embarcação de apoio de pequeno porte, podendo ser utilizada no transporte de tripulantes, equipamentos, alimentos e água para a plataforma.

A **Tabela II.2.4.8-1** e a **Tabela II.2.4.8-2** apresentam, respectivamente, a estimativa da quantidade de atracções e da frota para atendimento à Bacia de Santos ao longo dos anos, com dados observados em 2015, anualizados para 2016 com base no período de janeiro a março do mesmo ano, e estimativas de 2017 em diante de acordo com o Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2015-2019 da PETROBRAS.

Tabela II.2.4.8-1 – Quantidade de atracções para o atendimento à Bacia de Santos em 2015 e 2016 e estimativas para o período 2017-2020 de acordo com o PNG 15-19.

Tipo de Embarcação	Ano					
	2015	2016*	2017	2018	2019	2020
PSV (<i>Platform Supply Vessel</i>)	1.484	1.160	1.856	1.984	1.984	2.112
UT (<i>Utility</i>)	337	276	624	624	624	624

(*) Dados de 2016 anualizados com base no observado no período de janeiro a março de 2016.

Tabela II.2.4.8-2 – Frota para o atendimento à Bacia de Santos em 2015 e 2016 e estimativas para o período 2017-2020 de acordo com o PNG 15-19.

Tipo de Embarcação	Ano					
	2015	2016*	2017	2018	2019	2020
PSV (<i>Platform Supply Vessel</i>) carga de convés/água	31	24	29	31	31	33
UT (<i>Utility</i>)	5	2	6	6	6	6

(*) Dados de 2016 anualizados com base no observado no período de janeiro a março de 2016.

A **Tabela II.2.4.8-3** apresenta a quantidade de berços incrementais ao longo do ano para o atendimento ao Etapa 3 da Bacia de Santos. Atualmente existem seis berços no Porto do Rio e três destes têm sido utilizados, estando os outros três disponíveis para absorver a demanda futura. O cálculo de berços estima a necessidade incremental com relação ao ano anterior.

Tabela II.2.4.8-3 – Quantidade de berços incrementais para o atendimento ao Etapa 3 da Bacia de Santos de acordo com o PNG 15-19.

Item	Ano				
	2018	2019	2020	2021	2022
Quantidade de berços	0,5	0,2	1,1	1,3	1,6

Todas as embarcações operam simultaneamente e uma viagem dura cerca de 120 horas. Atualmente são realizadas 15 viagens por semana.

Como o atendimento destas embarcações às Unidades de Produção é feito em *pool*, ou seja, um determinado número de PSVs e UTs atendem a diferentes

projetos em uma mesma viagem, não é possível determinar a frota específica para determinada unidade.

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.

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.2.4.9.2-1**.

Quadro II.2.4.9.2-1 – 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). Estimulação Mudança de zona produtora ou injetora Conversão de poço
Com a retirada da árvore de natal (*)	Substituição de equipamentos do poço Mudança de zona produtora ou injetora Conversão de poço Alteração do método de elevação Estimulação Contenção de areia Correção de cimentação Abandono

(*) 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.

A. 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.

B. 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.

C. 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.

D. 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.

E. 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.

F. 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.

G. 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 Portaria nº 025/2002 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.2.4.9.3-1** 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.2.4.9.3-1 – 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 Operações com flexitubo	10 dias 15 dias
Com a retirada da árvore de natal	Substituição de equipamentos do poço Recompletação Estimulação / contenção de areia Correção de cimentação Abandono	20 dias 20 dias 07 dias 15 dias 15 dias

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).

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 completação 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 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.2.4.10.1.2 – 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.

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, exceto para equipamentos que possuem cladeamento. 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. Ao atingir a estabilização neste patamar de pressão, esta é mantida por um período de cerca 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.

C. Hibernação

Para linhas rígidas fabricadas em aço carbono e revestidas internamente com cladeamento em liga resistente à corrosão (CRA) - revestimento este que garante proteção anticorrosiva - a hibernação é realizada somente com água do mar filtrada e fluoreceína, não sendo necessária a adição de nenhum outro produto químico.

Caso haja alguma alteração de projeto que demande a hibernação com outros produtos químicos, além da fluoreceína, este procedimento será detalhado em pedido de anuência específica.

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 (HW525 ou HW443) 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, e não o interior da linha.

II.2.4.10.2.3 – 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, 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.

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 e 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 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.

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 pelo 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:

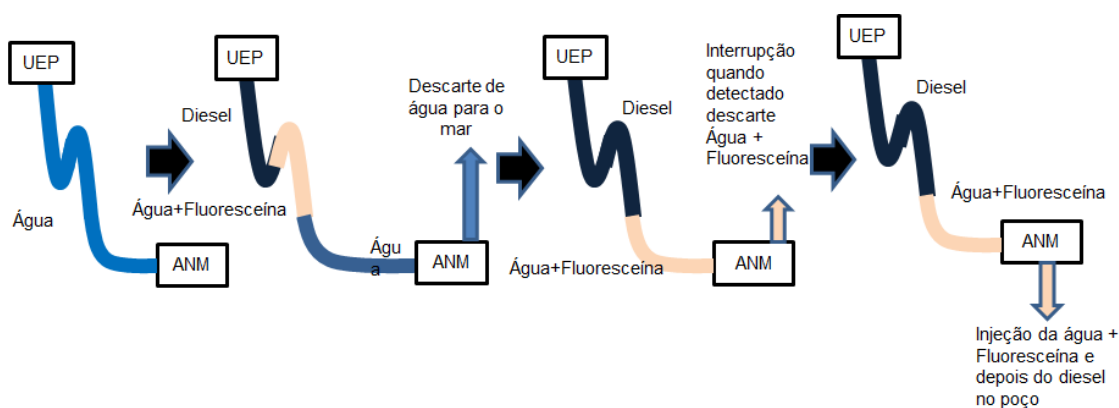


Figura II.2.4.10.2.4-1 – Comissionamento sem linha de serviço.

II.2.4.11 – Efluentes Gerados durante a Operação das Unidades de Produção

Os efluentes que serão gerados pelas unidades de operação dos empreendimentos do Etapa 3 são: efluentes sanitários, efluentes do sistema de drenagem aberta e fechada (águas oleosas), água de resfriamento, água de produção e efluentes da unidade de remoção de sulfatos (URS).

Considerando as diversas atividades envolvidas no Projeto Etapa 3, nem todos os empreendimentos irão gerar e descartar todos os efluentes mencionados. O **Quadro II.2.4.11-1** lista os tipos de atividades e os efluentes previstos de serem gerados.

Quadro II.2.4.11-1 – Efluentes gerados por atividade.

Atividade	Quantidade	Efluentes Gerados
TLD	1	Efluente sanitário, Sistema de Drenagem, Água de resfriamento.
SPA	9	Efluente sanitário, Sistema de Drenagem, Água de resfriamento.
Piloto de Produção	2	Efluente sanitário, Sistema de Drenagem, Água de resfriamento, efluente da URS e água de produção.
DP	12	Efluente sanitário, Sistema de Drenagem, Água de resfriamento, efluente da URS e água de produção.

II.2.4.11.1 – Efluentes Sanitários

Os efluentes sanitários dos FPSOs dos empreendimentos do Etapa 3 serão tratados por um sistema de lodo ativado ou por um sistema eletrocatalítico, no caso do FPSO Replicante.

Em linhas gerais, a unidade de lodo ativado será composta por um tanque de aeração, um tanque de decantação e um tanque de desinfecção por cloro, pelos quais o efluente irá passar, antes de ser descartado no mar. O sistema compreende uma bomba de descarga, dois aeradores e um painel de controle local.

O efluente a ser tratado é recebido no primeiro tanque de aeração, onde será tratado pela ação de bactérias aeróbicas e de outros micro-organismos, além de adição de oxigênio atmosférico pela injeção de ar. O dióxido de carbono resultante da ação microbiana é liberado para atmosfera através de respiros.

As águas cinzas (água oriunda de chuveiros, pias, cozinhas e lavanderia) são direcionadas ao tanque de desinfecção, que também recebe as águas negras (água oriunda de esgoto sanitário) já tratadas. Após a desinfecção, o efluente tratado final (águas cinzas e águas negras) é descartado no mar.

Este processo de tratamento ocasiona a geração de lodo no processo de decantação, lodo este que é periodicamente retirado da unidade e encaminhado para disposição final em terra, como medida de manutenção da estação de tratamento.

Nos FPSOs replicantes o sistema adotado para o tratamento dos efluentes sanitários será do tipo eletrocatalítico. Este sistema é composto por um tanque de deposição das águas negras e cinzas, uma unidade trituradora, uma célula eletrolítica (*BookCell*), um reator eletrocatalítico, um tanque de separação primária (sólidos-líquidos), um clarificador e um sistema de manejo dos sólidos. Os efluentes serão oxidados e posteriormente encaminhados para um reator de eletrocoagulação, onde passarão por um processo de eletrólise. Os efluentes serão então encaminhados para um tanque de separação primária e, antes do descarte para *overboard*, serão direcionados para a unidade clarificadora. Dos efluentes tratados, 1% a 2% serão resíduos sólidos, os quais serão encaminhados para o sistema de manejo de sólidos e posteriormente serão descartados em aterros sanitários.

A **Tabela II.2.4.11.1-1** apresenta os volumes máximos de efluente sanitário previstos de serem gerados em função da capacidade limite de pessoas a bordo (*People on Board* – POB) de cada FPSO do Etapa 3.

Tabela II.2.4.11.1-1 – Volume máximo diário de efluente sanitário gerado por FPSO.

Atividade	FPSO (Referência)	POB	Efluente Sanitário (Sm ³ /d)
TLD	FPSO Cidade de São Vicente	80	12,20
SPAs	FPSO Cidade de São Vicente	80	12,20
Piloto Júpiter	FPSO do Piloto de Júpiter	160	25,70
DP Lula Sul 3	FPSO de Lula Sul 3	120	15,81
DP Lula Oeste	FPSO de Lula Oeste	120	15,81
DP Sururu	FPSO de Sururu	120	15,81
DP Atapu 1	FPSO de Atapu 1	120	15,81
DP Atapu 2	FPSO de Atapu 2	120	15,81
DP Búzios 5	FPSO de Búzios 5	160	25,70
DP Búzios 6	FPSO de Búzios 6	160	25,70
DP Itapu	FPSO de Itapu	120	15,81
DP Sépia	FPSO de Sépia	160	25,70
Piloto de Libra	FPSO de Libra	160	25,70
DP de Libra 2 NW	FPSO de Libra 2 NW	160	25,70
DP de Libra 3 NW	FPSO de Libra 3 NW	160	25,70

A unidade de tratamento de efluentes sanitários possui sistema de manutenção e inspeção, programados com manutenções corretivas para manter o equipamento operando dentro dos padrões previstos pelo fabricante e atendendo aos padrões estabelecidos pela legislação pertinente.

II.2.4.11.2 – Efluentes do Sistema de Drenagem

O sistema de drenagem dos FPSOs do Etapa 3 é dividido em sistema de drenagem fechada e aberta.

A drenagem fechada é proveniente dos equipamentos que manuseiam hidrocarbonetos, sem contato com a atmosfera. Este tipo de drenagem atende aos coletores de hidrocarbonetos líquidos de todos os vasos do processo de produção de óleo e gás. Este sistema é composto dos coletores de drenos fechados, vaso de dreno fechado e bomba do sistema de dreno fechado. O óleo retirado deste dreno é reincorporado à planta de processamento.

O sistema de drenagem aberta é responsável pelo recolhimento das águas de lavagem da planta industrial, da área de armazenamento de insumos combustíveis e do setor de lavagem de peças e equipamentos. Incorporam também as águas pluviais que incidem sobre estas áreas, podendo carrear resíduos oleosos. Toda esta água que pode vir a ser contaminada por óleos e

graxas é coletada por drenos e sistemas de bandejamento, sendo encaminhada para o tanque de *slop* sujo do navio, onde o óleo é separado por gravidade.

A água separada neste tanque segue para o tanque de *slop* limpo e posteriormente é descartada no mar (*overboard*). Há um monitoramento da água descartada, cujo TOG deverá atender a legislação vigente.

O óleo separado no tanque de *slop* sujo é bombeado para a planta de processo, juntamente com o óleo proveniente do sistema de drenagem fechada.

II.2.4.11.3 – Água de Resfriamento

Os FPSOs dos empreendimentos do Etapa 3 contam com dois sistemas de resfriamento: um fechado e outro aberto.

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. Há 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.

Para tanto, cada um dos FPSOs previstos no Etapa 3 contará com quatro bombas centrífugas com a função de captar a água do mar. 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. Porém, de modo conservativo, para fins deste estudo de impacto ambiental, presume-se o volume descartado do sistema de resfriamento como sendo igual ao volume de água do mar captada.

A **Tabela II.2.4.11.3-1** 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 dos FPSOs no Etapa 3.

Tabela II.2.4.11.3-1 – Estimativa de captação e descarte diários de água do mar.

Atividade	FPSO (Referência)	Volume de Água do Mar Captada (m ³ /d)	Volume de Água Descartada do Sistema de Resfriamento Aberto (m ³ /d)
TLD	FPSO Cidade de São Vicente	64.800	64.800
SPAs	FPSO Cidade de São Vicente	64.800	64.800
Piloto Júpiter	FPSO de Júpiter	164.880	164.880
DP Lula Sul 3	FPSO de Lula Sul 3	240.000	240.000
DP Lula Oeste	FPSO de Lula Oeste	164.880	164.880
DP Sururu	FPSO de Sururu	240.000	240.000
DP Atapu 1	FPSO de Atapu 1	164.880	164.880
DP Atapu 2	FPSO de Atapu 2	164.880	164.880
DP Búzios 5	FPSO de Búzios 5	240.000	240.000
DP Búzios 6	FPSO de Búzios 6	240.000	240.000
DP Itapu	FPSO de Itapu	240.000	240.000
DP Sépia	FPSO de Sépia	240.000	240.000
Piloto de Libra	FPSO de Libra	240.000	240.000
DP de Libra 2 NW	FPSO de Libra 2 NW	240.000	240.000
DP de Libra 3 NW	FPSO de Libra 3 NW	240.000	240.000

II.2.4.11.4 – Água de Produção

A água de produção (ou água produzida) será gerada apenas nas atividades de piloto e desenvolvimento da produção.

Apesar de não estar prevista a ocorrência de água produzida durante o TLD e SPAs, o FPSO Cidade de São Vicente está preparado para o tratamento na eventualidade de geração deste efluente, de forma a garantir o descarte dentro dos padrões estabelecidos pela Resolução CONAMA n° 393/2007. Caso ocorra geração nos TLD/SPAs, a PETROBRAS apresentará à CGPEG/DILIC/IBAMA um pedido de anuência junto com informações adicionais que se façam necessárias para possibilitar o descarte em mar.

O tratamento da água produzida, previamente ao seu descarte, tem como principal objetivo reduzir o teor de óleo deste efluente com valores de médias mensais em até 29 mg/L e limite máximo diário de 42 mg/L conforme estabelecido pela Resolução CONAMA n° 393/07.

O sistema de tratamento de água produzida dos FPSOs possui basicamente os seguintes equipamentos principais: vaso degaseificador, hidrociclones e flotador. Conforme detalhado no **subitem II.2.4.2**, na planta de processo, a água produzida é separada em três equipamentos, o separador de produção de alta pressão 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 abaixo dos limites exigidos pela legislação. Ao sair do flotador a água produzida segue para o descarte no mar. A capacidade de tratamento de água produzida para cada FPSO previsto nas atividades do Etapa 3 é apresentada na **Tabela II.2.4.11.4-1**.

Tabela II.2.4.11.4-1 – Capacidade de tratamento da água produzida dos FPSOs das atividades de Piloto e Desenvolvimento da Produção dos empreendimentos do Etapa 3.

Atividade	FPSO (Referência)	Água Produzida (Sm ³ /d)
Piloto Júpiter	FPSO de Júpiter	14.000
DP Lula Sul 3	FPSO de Lula Sul 3	19.200
DP Lula Oeste	FPSO de Lula Oeste	19.200
DP Sururu	FPSO de Sururu	19.200
DP Atapu 1	FPSO de Atapu 1	19.200
DP Atapu 2	FPSO de Atapu 2	19.200
DP Búzios 5	FPSO de Búzios 5	24.000
DP Búzios 6	FPSO de Búzios 6	24.000
DP Itapu	FPSO de Itapu	19.200
DP Sépia	FPSO de Sépia	24.000
Piloto de Libra	FPSO de Libra	24.000
DP de Libra 2 NW	FPSO de Libra 2 NW	24.000
DP de Libra 3 NW	FPSO de Libra 3 NW	24.000

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.

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 para a obtenção das Licenças de Instalação.

A título de exemplo, o **subitem II.2.4.13** apresenta as características físico-químicas e ecotoxicológicas de uma amostra de água produzida do PRESAL.

II.2.4.11.5 – Efluentes da Unidade de Remoção de Sulfatos

Conforme já descrito no **subitem II.2.4.2 – Descrição Geral das Unidades de Produção**, 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 e Piloto de longa duração dos empreendimentos do Etapa 3. Esta geração não ocorrerá no TLD, SPAs e Piloto e curta duração, pois não há injeção de água nos poços destas atividades.

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 em torno de 40 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 filtragem 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.

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. Neste caso não há descarte dos produtos químicos adicionais no mar.

Conforme descrito no **subitem II.2.4.2.2.1 – Sistema de Tratamento de Água de 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 (CaSO_4).

A periodicidade da limpeza está relacionada diretamente com vários fatores do processo. Inicialmente a operação poderá ocorrer de uma a duas vezes por mês. De modo geral, após cerca de 12 meses de operação, se considerado nenhum imprevisto, a limpeza ocorrerá trimestralmente.

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.2.4.11.5-1**.

Tabela II.2.4.11.5-1 – Volumes máximos 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)
Piloto Júpiter	FPSO de Júpiter	NA	NA	NA
DP Lula Sul 3	FPSO de Lula Sul 3	28.600	10.487	326
DP Lula Oeste	FPSO de Lula Oeste	28.600	10.487	326
DP Sururu	FPSO de Sururu	28.600	10.487	326
DP Atapu 1	FPSO de Atapu 1	28.600	10.487	326
DP Atapu 2	FPSO de Atapu 2	28.600	10.487	326
DP Búzios 5	FPSO de Búzios 5	38.200	13.990	326
DP Búzios 6	FPSO de Búzios 6	38.200	13.990	326
DP Itapu	FPSO de Itapu	28.600	10.487	326
DP Sépia	FPSO de Sépia	38.200	13.990	326
Piloto de Libra	FPSO de Libra	38.200	13.990	326
DP de Libra 2 NW	FPSO de Libra 2 NW	38.200	13.990	326
DP de Libra 3 NW	FPSO de Libra 3 NW	38.200	13.990	326

NA : Não aplicável. Está prevista somente injeção de gás

Por ocasião da entrada em operação, haverá 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 Operação.

II.2.4.11.6 – Efluente dos Testes de Estanqueidade

Conforme descrito no **subitem II.2.4.10** 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). No caso dos testes hidrostáticos, que usam como fluido uma solução de fluoresceína, como corante traçador (Fluoresceína a 20%, na dosagem de 40 ppm), ocorrerá o desalagamento no mar.

O maior gasoduto (Lula Sul 3) possui 20,4 km de extensão e 9,13" de diâmetro interno, totalizando volume de aproximadamente 860 m³, sendo este o maior volume de descarte previsto para o efluente contendo fluoresceína.

Neste caso o desalagamento ocorrerá no mar em uma das extremidades do duto, na direção vertical, aproximadamente a 2 m acima do leito marinho.

O **subitem II.2.4.13.5** apresenta a caracterização ecotoxicológica do corante a base de fluoresceína.

II.2.4.12 – 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 3 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).

Para a fase de instalação, foram analisados os dados referentes às embarcações disponíveis para a PETROBRAS no ano de 2014. A fim de estimar a geração de resíduos do PLSV, considerou-se a média de geração de 19 embarcações desse tipo. Em relação à embarcação RSV, foi calculada a média de geração de 25

embarcações, enquanto que para o AHTS, considerou-se ao todo 86 embarcações (**Tabela II.2.4.12-1**).

Em função do porte similar das embarcações, a geração esperada no *Pipe Carrier* foi considerada equivalente à geração do PLSV, assim como a geração do MSV pode ser equiparada a do RSV.

Tabela II.2.4.12-1 – Distribuição por classes de resíduos das unidades geradoras – fase de instalação – Ano Base 2014.

Unidade Geradora	Resíduos Classe I – Perigosos	Resíduos Classe IIA – Não Inertes	Resíduos Classe IIB - Inertes	Total (t/mês)
PLSV	78,5%	9,1%	12,4%	10,21
AHTS	91,8%	3,2%	5,0%	4,69
RSV	89,0%	5,9%	5,1%	8,17

Para a fase de operação dos DPs e Piloto de Longa Duração, foram considerados os resultados dos FPSOs de 2014 referentes à região 3, onde está situado o Polo Pré-sal da Bacia de Santos (PPSBS) e onde os projetos do Etapa 3 se localizam. Para estimar a geração no TLD, SPAs ou Pilotos de Curta Duração foram analisados os resultados do FPSO Cidade de São Vicente no mesmo período (**Tabela II.2.4.12-2**).

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 2014 na Bacia de Santos.

Tabela II.2.4.12-2 – Distribuição por classes de resíduos das unidades geradoras – fase de operação – Ano Base 2014.

Unidade Geradora	Resíduos Classe I – Perigosos	Resíduos Classe IIA – Não Inertes	Resíduos Classe IIB - Inertes	Total (t/mês)
PSV	73,7%	11,0%	15,3%	1,00
UT	82,4%	12,8%	4,8%	0,50
FPSO TLD, SPA ou Piloto de Curta Duração	65,0%	7,0%	28,0%	15,00
FPSO Piloto de Longa Duração e DP	60,0%	8,0%	32,0%	20,00

A partir das informações apresentadas no **subitem II.2.4.6.6 - Duração e Periodicidade das operações de instalação**, foi possível estimar a geração de

resíduos para a instalação dos projetos. Os quantitativos para o TLD, SPAs e Piloto de Curta Duração estão apresentados na **Tabela II.2.4.12-3** e para os DPs e Piloto de Longa Duração na **Tabela II.2.4.12-4**.

Tabela II.2.4.12-3 – Geração de resíduos, por classe, esperada para as etapas de instalação de um TLD/SPA ou Piloto de Curta Duração.

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 do FPSO	AHTS	14	2	3,97	0,14	0,21	4,32
	AHTS (com ROV)	14	1	1,98	0,07	0,11	2,16
Ancoragem do FPSO	AHTS	14	2	3,97	0,14	0,21	4,32
	AHTS (reboque)	14	4	7,93	0,27	0,43	8,63
	AHTS (com ROV)	14	1	1,98	0,07	0,11	2,16
Interligação dos Poços	PLSV	60	1	15,82	1,83	2,49	20,14
	RSV	2	1	0,48	0,03	0,03	0,54
	AHTS	4	1	0,57	0,02	0,03	0,62
TOTAL				36,70	2,57	3,62	42,88

Tabela II.2.4.12-4 – Geração de resíduos, por classe, esperada para as etapas de instalação de um DP ou Piloto de Longa Duração.

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	56	2	15,87	0,55	0,86	17,27
	AHTS (com ROV)		1	7,93	0,27	0,43	8,63
Ancoragem	AHTS	28	2	7,93	0,27	0,43	8,63
	AHTS (reboque)		4	15,87	0,55	0,86	17,27
	AHTS (com ROV)		1	3,97	0,14	0,21	4,32
Interligação	PLSV	1200	1	316,41	36,56	49,78	402,75
	RSV	36	1	8,61	0,57	0,49	9,67
	AHTS	36	1	5,10	0,18	0,28	5,55
Lançamento de gasoduto	PLSV	50	1	13,18	1,52	2,07	16,77
TOTAL				394,87	40,61	55,41	490,86

Nesse sentido, a geração global esperada em toda fase de instalação do Projeto Etapa 3 é apresentada na **Tabela II.2.4.12-5**:

Tabela II.2.4.12-5 – Geração de resíduos, por classe, esperada para toda a etapa de instalação.

Empreendimento	Resíduos Classe I – Perigosos (t)	Resíduos Classe IIA – Não Inertes (t)	Resíduos Classe IIB - Inertes (t)	Total (t)
(10) TLD/SPA (1) Piloto de Curta Duração	403,7	28,27	39,82	471,68
(12) DPs (1) Piloto de Longa Duração	5133,31	527,93	720,33	6381,18
Total	5537,01	556,2	760,15	6852,86

Em relação à fase de operação do TLD, SPAs e Piloto de Curta Duração são esperadas as gerações apresentadas na **Tabela II.2.4.12-6**.

Tabela II.2.4.12-6 – Geração de resíduos, por classe, esperada para a etapa de operação de cada TLD/SPA e Piloto de Curta Duração.

Atividade	Duração da Atividade (meses)	Resíduos Classe I – Perigosos (t)	Resíduos Classe IIA – Não Inertes (t)	Resíduos Classe IIB – Inertes (t)	Total (t)
TLD/SPAs	6	58,50	6,30	25,20	90,00
Piloto de curta duração	12	117,00	12,60	50,40	180,00

A geração anual prevista de resíduos durante a operação dos DPs e Piloto de longa duração é apresentada na **Tabela II.2.4.12-7**.

Tabela II.2.4.12-7 – Geração de resíduos, por classe, esperada para a etapa de operação de cada DP ou Piloto de Longa Duração.

Resíduos Classe I – Perigosos (t/ano)	Resíduos Classe IIA – Não Inertes (t/ano)	Resíduos Classe IIB – Inertes (t/ano)	Total (t/ano)
144,00	19,20	76,80	240,00

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 2021 para a Bacia de Santos.

Para as embarcações PSV, como o número de embarcações não se altera no planejamento, a geração anual prevista de resíduos em toda a Bacia de Santos encontra-se na **Tabela II.2.4.12-8**.

Tabela II.2.4.12-8 – Geração 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 Classe I – Perigosos (t/ano)	Resíduos Classe IIA – Não Inertes (t/ano)	Resíduos Classe IIB – Inertes (t/ano)	Total (t/ano)
2018	29	256,36	38,28	53,36	348,00
2019	31	274,04	40,92	57,04	372,00
2020	31	274,04	40,92	57,04	372,00
2021	33	291,72	43,56	60,72	396,00

Para as embarcações UT a geração prevista de resíduos em toda a Bacia de Santos está apresentada na **Tabela II.2.4.12-9**. Para esta embarcação, a quantidade de atracções não se altera ao longo dos anos.

Tabela II.2.4.12-9 – Geração de resíduos, por classe, esperada para a etapa de operação das embarcações de apoio UT na Bacia de Santos.

Ano	Frota Estimada	Resíduos Classe I – Perigosos (t/ano)	Resíduos Classe IIA – Não Inertes (t/ano)	Resíduos Classe IIB – Inertes (t/ano)	Total (t/ano)
2018 - 2021	6	29,64	4,62	1,74	36,00

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 3 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.2.4.12-1** apresenta os principais resíduos e rejeitos gerados nos FPSOs, o local de geração, o acondicionamento adotado e o tratamento/disposição previstos.

Quadro II.2.4.12-1 – Resíduos gerados nos FPSOs.

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 e produção	Armazenados em tambores	Coprocessamento; Destinados a indústrias de rerrefino de óleo ou aterros industriais
Resíduos Contaminados	Produção, manutenção, limpeza de linhas	Armazenados em tambores	Enviados para coprocessamento ou aterros industriais
Produtos Químicos	Produção, manutenção, reparos, pinturas	Armazenados em tambores	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 <i>big bags</i> ou tambores	Destinados a empresas de reciclagem
Lixo Comum	Atividades administrativas	Armazenados em tambores	Destinados para aterros sanitários ou industriais
Resíduos Ambulatoriais	Enfermaria	Armazenados em tambores e	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	Coprocessamento; Destinados para descontaminação, recondicionamento, aterros industriais

Para estimar o incremento da geração de resíduos esperada do Projeto Etapa 3 em relação aos projetos já existentes ou em licenciamento na Bacia de Santos, foram feitas as considerações abaixo listadas.

Em primeiro lugar, ressalta-se que todas as estimativas consideram o ano base de 2014 e a região 3 (onde está inserido o PPSBS), conforme apresentado na **Tabela II.2.4.12-10**.

Tabela II.2.4.12-10 – Total de resíduos gerados e desembarcados
(Região 3 da Bacia de Santos – PCP 2014).

Resíduos Classe I – Perigosos (t/ano)	Resíduos Classe IIA – Não Inertes (t/ano)	Resíduos Classe IIB – Inertes (t/ano)	Total (t/ano)
3.352,31	375,06	1.114,31	4.841,68

Outra ressalva importante é sobre a geração de resíduos decorrentes da operação de embarcações do tipo PSV e UT. Na **Tabela II.2.4.12-8** e na **Tabela II.2.4.12-9** foram estimadas as gerações esperadas para essas embarcações em toda a Bacia de Santos até o ano de 2020. 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 2014 com a geração estimada para todos os empreendimentos do tipo DP ou piloto de longa duração do Projeto Etapa 2 e Etapa 3 na fase de operação (**Tabela II.2.4.12-6** e **Tabela II.2.4.12-7**). Outra premissa para o cálculo da geração global do Projeto Etapa 3 é considerar a geração esperada na fase de operação para dois TLD/SPAs e o piloto de curta duração. Esses dados resultam na geração de resíduos sólidos apresentada na **Tabela II.2.4.12-11**.

Tabela II.2.4.12-11 – Estimativa de geração de resíduos sólidos durante o cenário de pico na região 3 da Bacia de Santos.

Empreendimentos em operação	Resíduos Classe I – Perigosos (t/ano)	Resíduos Classe IIA – Não Inertes (t/ano)	Resíduos Classe IIB - Inertes (t/ano)	Total (t/ano)
Empreendimentos em operação (ano 2014) + Etapa 2 (13 DPs) + Etapa 3 (11 DPs, 1 Piloto de Longa Duração, 1 Piloto de Curta Duração e 2 SPA)	7.651,67	947,64	3.274,37	11.873,68

A geração esperada correspondente ao Projeto Etapa 3, no cenário de pico considerado, é de cerca de 45% do total esperado.

Para estimar a geração de resíduos durante a etapa de desativação dos DPs e Piloto de Longa Duração, 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 e Piloto de Longa Duração (**Tabela II.2.4.12-12**).

Tabela II.2.4.12-12 – Estimativa de geração de resíduos durante a etapa de desativação para DP e Piloto de Longa Duração.

Resíduo	DPs e Piloto de Longa Duração	
	Toneladas	%
Classe I	86-90	67
Classe II-A	5-6	8
Classe II-B	30-31	25
TOTAL	121-127	100

Para a fase de desativação do TLD/SPAs a distribuição das classes dos resíduos é diferente devido ao tempo envolvido e principalmente às atividades empregadas. A estimativa de geração do TLD/SPAs está discriminada na **Tabela II.2.4.12-13**, que consideram as médias das gerações observadas durante as desativações ocorridas últimos cinco anos de atuação dos referidos FPSOs no PPSBS.

O abandono temporário do poço objeto do teste, recolhimento das linhas dos sistemas de coleta e de ancoragem, e a desmobilização do FPSO Cidade de São Vicente constituem a desativação do TLD/SPAs que farão uso desse FPSO. A previsão é de que as atividades sejam concluídas em 40 dias.

Tabela II.2.4.12-13 – Estimativa de geração de resíduos durante a etapa de desativação para TLD/SPA – FPSO Cidade de São Vicente.

Resíduo	FPSO Cidade de São Vicente	
	Toneladas	%
Classe I	4,7	55,4
Classe II-A	1,7	11,0
Classe II-B	6,5	33,6
TOTAL	12,8	100,0

A estimativa de geração de resíduos na desativação do Piloto de Curta Duração pode ser calculada a partir da geração observada no FPSO Cidade de São Vicente, por apresentar algumas características operacionais similares, ajustando a geração de acordo com o período planejado para a desativação do piloto de curta duração, que seria de três meses. Dessa forma, a estimativa de geração de resíduos do piloto de curta duração é apresentada na **Tabela II.2.4.12-14**.

Tabela II.2.4.12-14 – Estimativa de geração de resíduos durante a etapa de desativação para Piloto de Curta Duração.

Resíduo	FPSO Piloto de Júpiter	
	Toneladas	%
Classe I	13,8	55,4
Classe II-A	2,8	11,0
Classe II-B	8,4	33,6
TOTAL	25,0	100,0

II.2.4.13 – 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 3, indicando que em algumas destas é necessário o uso de produtos químicos. Além disso, em diversas atividades efluentes são gerados sendo passíveis de descarte.

Este subitem apresenta as características físico-químicas e ecotoxicológicas dos óleos produzidos e efluentes gerados nas atividades de desenvolvimento da produção, das plantas de dessulfatação, dos testes de estanqueidade das linhas, 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.2.4.13.1 – Óleo Produzido

Com o objetivo de apresentar a caracterização físico-química dos óleos que serão produzidos nas atividades do âmbito do Projeto Etapa 3 foram selecionados sete óleos considerados como representativos dos diferentes projetos abordados no presente estudo. O **Quadro II.2.4.13.1-1** associa a origem dos óleos e as atividades por estes representadas.

Quadro II.2.4.13.1-1 – Lista dos óleos selecionados para representar os projetos.

Óleo representativo	Atividade representada no ETAPA 3
Carcará	TLD de Sagitário
Berbigão/Sururu	SPA de Sururu 3
	SPA Complementar de Atapu
	SPA de Sépia 2
	DP de Sururu
	DP de Atapu 1
	DP de Atapu 2
	DP de Sépia

Búzios	SPA de Búzios 5
	SPA de Búzios Safira
	SPA de Búzios Berilo
	SPA de Búzios Turquesa
	Búzios Turmalina
	DP de Búzios 5
	DP de Búzios 6
	Piloto de Libra
	DP de Libra 2 NW
	DP de Libra 3 NW
Lula	SPA de Sul de Sapinhoá
	DP de Lula Sul 3
	DP de Lula Oeste
Bracuhy/Júpiter	Piloto de Júpiter
Itapu	DP de Itapu

A caracterização físico-química destes óleos é apresentada na **Tabela II.2.4.13.1-2** à **Tabela II.2.4.13.1-1** e os dados dos ensaios ecotoxicológicos agudo e crônico encontram-se na **Tabela II.2.4.13.1-8** e na **Tabela II.2.4.13.1-9**. O óleo morto refere-se àquele obtido nas condições de tanque, também designado como óleo produzido.

**Tabela II.2.4.13.1-2 – Caracterização do Óleo da Área de Carcará
(representativa para o TLD de Sagitário).**

Carcará - Análise PVT do Fluido do poço 3-SPS-0105 (prof. 6097,3m, TFC-02).	
Componentes	Óleo Morto (% molar)
CO ₂	0,0
N ₂	0,0
C1	0,0
C2	0,0
C3	0,4
IC4	0,2
NC4	0,7
IC5	0,7
NC5	1,0
C6	2,7
C7	5,8
C8	8,1
C9	7,0
C10	5,8
C11	5,0
C12	4,5
C13	5,2
C14	5,3
C15	4,0
C16	3,3
C17	2,8
C18	2,9
C19	2,5
C20+	32,5
Teor de Enxofre	0,22% m/m
Grau API	30,22°
Viscosidade Dinâmica (25°C - calculada)	18,16 cP @ 25°C
Ponto de Fluidez	máximo -3°C mínimo -36°C

Tabela II.2.4.13.1-3 – Caracterização do Óleo da Área de Itapu.

Itapu - Análise PVT do Fluido do poço 1-RJS-0704 (5370,0-5505,0 m, TFR-01)	
Componentes	Óleo Morto (% molar)
CO ₂	0,0
N ₂	0,0
C1	0,0
C2	0,0
C3	0,4
IC4	0,3
NC4	0,9
IC5	0,8
NC5	1,3
C6	3,3
C7	6,3
C8	8,6
C9	7,5
C10	6,3
C11	5,3
C12	4,5
C13	4,6
C14	3,8
C15	3,6
C16	2,7
C17	2,5
C18	2,4
C19	2,2
C20+	32,6
Teor de Enxofre	0.25% m/m
Grau API ^o	29,30
Viscosidade Dinâmica (25°C - calculada)	21,61 cP @ 25°C
Ponto de Fluidez Máximo - Mínimo	máximo: -18°C mínimo: -39°C

Tabela II.2.4.13.1-4 – Caracterização do Óleo da Área de Búzios.

Búzios - Análise PVT do Fluido do poço 2-ANP-0001-RJS (5525,0-5625,0m, TFR-04)	
Componentes	Óleo Morto (% molar)
CO ₂	0,0
N ₂	0,0
C1	0,0
C2	0,0
C3	0,5
IC4	0,2
NC4	0,9
IC5	0,7
NC5	1,5
C6	3,2
C7	5,8
C8	7,8
C9	7,0
C10	6,1
C11	5,2
C12	4,7
C13	4,8
C14	4,0
C15	3,8
C16	2,9
C17	2,6
C18	2,7
C19	2,4
C20+	33,3
Teor de Enxofre	0.34% m/m
Grau API ^o	27,50
Viscosidade Dinâmica (25°C - calculada)	44,34 cP @ 25°C
Ponto de Fluidez Máximo - Mínimo	máximo: 3°C mínimo: -39°C

Tabela II.2.4.13.1-5 – Caracterização do Óleo da Área de Berbigão/Sururu.

Berbigão - Análise PVT do Fluido do poço 3-RJS-0697 (5667-5691m, TFR-02)	
Componentes	Óleo Morto (% molar)
CO ₂	0,0
N ₂	0,0
C1	0,0
C2	0,0
C3	0,6
IC4	0,3
NC4	1,1
IC5	0,8
NC5	1,3
C6	2,7
C7	5,1
C8	6,0
C9	5,4
C10	4,9
C11	4,3
C12	4,0
C13	4,2
C14	3,6
C15	3,6
C16	2,8
C17	2,6
C18	2,8
C19	2,5
C20+	41,6
Teor de Enxofre	0.50% m/m
Grau API ^o	25,40
Viscosidade Dinâmica (25°C - calculada)	86,91 cP @ 25°C
Ponto de Fluidez Máximo - Mínimo	máximo: 12°C mínimo: -21°C

Tabela II.2.4.13.1-6 – Caracterização do Óleo da Área de Bracuhy/Júpiter.

Bracuhy/Júpiter - Análise PVT do Fluido do poço 3-RJS-0713 (5409,0-5470,0m, TFR-01)	
Componentes	Óleo Morto (% molar)
CO ₂	0,0
N ₂	0,0
C1	0,0
C2	0,0
C3	0,2
IC4	0,1
NC4	0,3
IC5	0,2
NC5	0,3
C6	0,8
C7	1,7
C8	2,3
C9	2,0
C10	1,8
C11	1,7
C12	1,9
C13	2,4
C14	2,3
C15	2,3
C16	1,7
C17	1,7
C18	1,8
C19	2,0
C20+	72,4
Teor de Enxofre	0,74% m/m
Grau API ^o	17,70
Viscosidade Dinâmica (25°C - calculada)	2.630,8 cP @ 25°C
Ponto de Fluidez Máximo - Mínimo	máximo: 21°C mínimo: 6°C

Tabela II.2.4.13.1-7 – Caracterização do Óleo da Área de Lula.

Lula - Análise PVT do Fluido do poço 3-RJS-0646 (4918-4989m, TFR-01)	
Componentes	Óleo Morto (% molar)
CO ₂	0,0
N ₂	0,0
C1	0,0
C2	0,0
C3	0,7
IC4	0,4
NC4	1,1
IC5	0,9
NC5	1,6
C6	3,5
C7	6,3
C8	8,3
C9	6,8
C10	6,2
C11	5,1
C12	4,7
C13	4,8
C14	3,9
C15	3,9
C16	3,0
C17	2,7
C18	2,8
C19	2,5
C20+	30,8
Teor de Enxofre	0.38 % m/m
Grau API ^o	27,69
Viscosidade Dinâmica (25°C - calculada)	61,59 cP @ 25°C
Ponto de Fluidez Máximo - Mínimo	8°C

Tabela II.2.4.13.1-8 – Resultados dos ensaios ecotoxicológicos da fração dispersa (FDA) de óleos representativos dos projetos do Etapa 3.

Óleo (n° do Laudo)	Toxicidade Aguda ⁽¹⁾ <i>Mysidopsis juniae</i>			Toxicidade Crônica ⁽²⁾ <i>Lytechinus variegatus</i>	
	CL 50 (96h) %	IC_inf %	IC_sup %	CENO %	CEO %
Carcará (Laudo em elaboração) ³	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Itapu (Laudo n° 0709)	5,40	4,64	6,29	3,12	6,25
Búzios (Laudo n° 421/14)	28,06	24,23	32,49	12,5	25
Berbigão/Sururu (Laudo n° 723/14)	34,8	27,6	43,9	12,5	25
Júpiter/Bracuhy (Laudo n° 2293/14)	92,16	75,82	>100	50	100
Lula (Laudo n° 7189)	6,06	4,60	7,98	12,5	25

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: ABNT NBR 15469 (2007)/ABNT NBR 15308 (2011).

Nota 2: ABNT NBR 15469 (2007)/ABNT NBR 15350 (2006).

Nota 3: Até a data de fechamento deste estudo os resultados dos testes de toxicidade para o óleo de Carcará não estavam disponíveis e serão enviados ao Ibama assim que o estiverem.

Tabela II.2.4.13.1-9 – Resultados dos ensaios ecotoxicológicos da fração solúvel (FSA) de óleos representativos dos projetos do Etapa 3.

Óleo (n° do Laudo)	Toxicidade Aguda ⁽¹⁾ <i>Mysidopsis juniae</i>			Toxicidade Crônica ⁽²⁾ <i>Lytechinus variegatus</i>	
	CL 50 (96h) %	IC_inf %	IC_sup %	CENO %	CEO %
Carcará (Laudo em elaboração) ³	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D
Itapu (Laudo 0709)	19,31	17,47	21,36	50	100
Búzios (Laudo 421/14)	30,78	25,71	36,84	50	100
Berbigão/Sururu (Laudo 723/14)	36,18	30,00	43,64	25	50
Júpiter/Bracuhy (Laudo 2293/14)	16,74	14,94	18,75	12,5	25
Lula (Laudo 7189)	13,09	11,27	15,20	6,25	12,5

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 à fração aquosa)

Metodologias de Ensaio.

Nota 1: ABNT NBR 15469 (2007)/ABNT NBR 15308 (2011).

Nota 2: ABNT NBR 15469 (2007)/ABNT NBR 15350 (2006).

Nota 3: Até a data de fechamento deste estudo os resultados dos testes de toxicidade para o óleo de Carcará não estavam disponíveis e serão enviados ao Ibama assim que o estiverem.

II.2.4.13.2 – Água Produzida

O tratamento da água produzida para descarte é definido pelos parâmetros estabelecidos pela Resolução CONAMA 393/2007.

Considerando que os reservatórios dos empreendimentos previstos no Etapa 3 ainda não estão gerando água produzida, a **Tabela II.2.4.13.2-1** e a **Tabela II.2.4.13.2-2** apresentam como exemplo a caracterização físico-química e a **Tabela II.2.4.13.2-3** a caracterização ecotoxicológica de uma amostra de um empreendimento do Polo Pré-Sal (FPSO Cidade de Angra dos Reis), tomando por base os parâmetros definidos por esta resolução. Ressaltamos que assim que iniciada a produção e o descarte da água produzida pelos empreendimentos, 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 CGPEG/IBAMA.

Tabela II.2.4.13.2-1 – 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 CAR - PARÂMETROS DE MONITORAMENTO (Amostra da Saída do Flotador em 08/06/2015) Amostra: 11738055					
Compostos Inorgânicos	Unidade	Valor	LQ	LD	Metodologia de Análises e Ensaio
Arsênio (As)	(mg/L)	<0,4	0,4	0,004	SMEWW 3120 B - 22ed (2012)
Bário (Ba)	(mg/L)	1,26	0,4	0,001	SMEWW 3120 B - 22ed (2012)
Cádmio (Cd)	(mg/L)	<0,0003	0,04	0,0003	SMEWW 3120 B - 22ed (2012)
Cromo (Cr)	(mg/L)	<0,003	0,4	0,003	SMEWW 3120 B - 22ed (2012)
Cobalto	(mg/L)	<0,005	0,005	0,001	USEPA6010C (2007)
Cobre (Cu)	(mg/L)	<0,001	2	0,001	SMEWW 3120 B - 22ed (2012)
Ferro (Fe)	(mg/L)	<0,01	2	0,01	SMEWW 3120 B - 22ed (2012)
Mercúrio (Hg)	(mg/L)	<0,0001	0,0002	0,0001	SMEWW 3112 B - 22ed (2012)
Manganês (Mn)	(mg/L)	<0,002	2	0,002	SMEWW 3120 B - 22ed (2012)
Níquel (Ni)	(mg/L)	<0,001	0,2	0,001	SMEWW 3120 B - 22ed (2012)
Chumbo (Pb)	(mg/L)	<0,003	0,4	0,003	SMEWW 3120 B - 22ed (2012)
Vanádio (V)	(mg/L)	<0,002	0,4	0,002	SMEWW 3120 B - 22ed (2012)
Zinco (Zn)	(mg/L)	<0,01	2	0,01	SMEWW 3120 B - 22ed (2012)
Radioisótopos	Unidade	Valor	LQ	LD	Metodologia de Análises e Ensaio
Rádio 226	Bq/l	1,57	0,01	0,05	SMEWW 7501 D
Rádio 228	Bq/l	0,99	0,03	0,1	SMEWW 7501 D
Parâmetros Complementares	Unidade	Valor	LQ	LD	Metodologia de Análises e Ensaio
Carbono Orgânico Total	mg/L	824	2,5	0,5	SMEWW 5310 B e C
Oxigênio Dissolvido	ppb	60	NA	NA	PE- 5ED-0067-G
pH	NA	8	NA	NA	ASTM D-1293
Salinidade (NaCl)	mg/L	54.862	NA	NA	PE-5ED-00491 (SMEWW 4500 - Cl- D - 22ed (2012))
Densidade (Massa Específica a 20 °C)	g/cm ³	1,0491	NA	NA	PE-5ED-00115
Temperatura	°C	45,3	-	-	SM-2550-B
Sólidos Suspensos	mg/L	36	NA	NA	PE-5ED-00242
Nitrogênio Amonical	mg/L N	50,7	-	2	SMEWW 4500 NH3 C - 22ed (2012)
Sulfetos	ppm	10,7	NA	NA	PE-5ED-00141-B

Legenda:

LD - Limite de Detecção

LQ - Limite de Quantificação

NA- Não Aplicável

Tabela II.2.4.13.2-2 – Caracterização Físico-Química e Ecotoxicológica de uma amostra de Água Produzida do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos – Compostos Orgânicos.

FPSO CAR - PARÂMETROS DE MONITORAMENTO

(Amostra da Saída do Flotador em 08/06/2015)					
Amostra: 11738055					
Compostos Orgânicos	Unidade	Valor	LQ	LD	Metodologia de Análises e Ensaios
HPA's (Soma)	(µg/L)	148,81	NA	NA	EPA 3510C (1996) / EPA 8270D (2007)
Naftaleno	(µg/L)	38,50	0,008	0,002	EPA 3510C (1996) / EPA 8270D (2007)
Acenafteno	(µg/L)	0,51	0,008	0,002	EPA 3510C (1996) / EPA 8270D (2007)
Acenaftaleno	(µg/L)	1,87	0,007	0,002	EPA 3510C (1996) / EPA 8270D (2007)
Antraceno	(µg/L)	<0,002	0,008	0,002	EPA 3510C (1996) / EPA 8270D (2007)
Fenantreno	(µg/L)	4,43	0,006	0,002	EPA 3510C (1996) / EPA 8270D (2007)
Fluoreno	(µg/L)	1,46	0,004	0,001	EPA 3510C (1996) / EPA 8270D (2007)
Fluoranteno	(µg/L)	<0,003	0,009	0,003	EPA 3510C (1996) / EPA 8270D (2007)
Pireno	(µg/L)	0,21	0,008	0,002	EPA 3510C (1996) / EPA 8270D (2007)
Benzo(a)antraceno	(µg/L)	0,14	0,012	0,004	EPA 3510C (1996) / EPA 8270D (2007)
Benzo(a)pireno	(µg/L)	<0,004	0,012	0,004	EPA 3510C (1996) / EPA 8270D (2007)
Benzo(b)fluoranteno	(µg/L)	<0,003	0,011	0,003	EPA 3510C (1996) / EPA 8270D (2007)
Benzo(k)fluoranteno	(µg/L)	<0,003	0,009	0,003	EPA 3510C (1996) / EPA 8270D (2007)
Criseno	(µg/L)	0,22	0,015	0,005	EPA 3510C (1996) / EPA 8270D (2007)
Benzo(ghi)perileno	(µg/L)	<0,002	0,008	0,002	EPA 3510C (1996) / EPA 8270D (2007)
Dibenzo(a,h)anthraceno	(µg/L)	<0,002	0,006	0,002	EPA 3510C (1996) / EPA 8270D (2007)
Indeno(1,2,3-cd)pireno	(µg/L)	<0,004	0,01	0,004	EPA 3510C (1996) / EPA 8270D (2007)
BTEX (Total)	(µg/L)	545,26	NA	NA	EPA 5021A (2003) / EPA 8260C (2006)
Benzeno	(mg/L)	395,28	2	1	EPA 5021A (2003) / EPA 8260C (2006)
Tolueno	(mg/L)	149,98	2	0,3	EPA 5021A (2003) / EPA 8260C (2006)
Etilbenzeno	(mg/L)	<2,0	5	2	EPA 5021A (2003) / EPA 8260C (2006)
o-Xilenos	(mg/L)	<2,0	7	2	EPA 5021A (2003) / EPA 8260C (2006)
m,p-Xilenos	(mg/L)	<1,0	7	1	EPA 5021A (2003) / EPA 8260C (2006)
o, m,p-Xilenos	(mg/L)	<2,0	5	2	EPA 5021A (2003) / EPA 8260C (2006)
HTP* total (C6-C40)	µg/L	19.544,89	50	20	EPA 3510C (1996) / EPA 8015D (2003)
THP (HRP) Resolvido	µg/L	1.035,20	0,5	0,2	EPA 3510C (1996) / EPA 8015D (2003)
Hidrocarbonetos MCNR	µg/L	18.512,69	50	16,67	EPA 3510C (1996) / EPA 8015D (2003)
Fenóis Soma	(mg/L)	383,69	NA	NA	EPA 3510 C (1996) / EPA 8270D (2007)

Legenda:

LOD – Limite de Detecção.

LOQ – Limite de Quantificação.

NA – Não Aplicável.

Tabela II.2.4.13.2-3 – Caracterização Ecotoxicológica de uma amostra de Água Produzida do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

FPSO CAR - PARÂMETROS DE MONITORAMENTO (Amostra da Saída do Flotador em 08/06/2015) Amostra: 11738055					
ENSAIOS DE TOXICIDADE AGUDA com <i>Mysidopsis juniae</i>					
Parâmetro	Unidade	Valor	IC_inf	IC_sup	Metodologia de Análises e Ensaios
CL 50 (96h)	%	< 3,88	-	-	ABNT NBR 15469 (2007)/ABNT NBR 15308 (2011)
ENSAIO DE TOXICIDADE CRÔNICA com <i>Lytechinus variegatus</i>					
Parâmetro	Unidade	Valor	IC_inf	IC_sup	Metodologia de Análises e Ensaios
CENO	%	0,39	NA	NA	ABNT NBR 15469 (2007)/ABNT NBR 15350 (2006)
CEO	%	0,78	NA	NA	

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.

II.2.4.13.3 – Aditivos 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.2.4.13.3-1** 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 nomes comerciais dos produtos que efetivamente estarão disponíveis para uso poderão ser diferentes dos que aqui estão apresentados.

Quadro II.2.4.13.3-1 – Lista de Produtos químicos de uso previsto no Etapa 3.

Função	Sistema	Produtos Químicos (Exemplo)
Antiespumante	Planta Processamento	DC2-9145
Biocida	Unidade de Remoção de Sulfatos	Biocontrol RO
Biocida	Unidade de Remoção de Sulfato	Biotreat 4617
Biocida	Unidade de Remoção de Sulfato	Rocide DB-20
Corante traçador	Dutos	Fluorene R2
Desemulsificante	Planta Processamento /	Dissolvan 974
Inibidor de Asfaltenos	Sistema de Injeção Poços	LA 3283 B
Inibidor de Corrosão	Sistema de Injeção Poços/ Planta de Processamento	Baker RE 7231CRW
Inibidor de Hidratos	Planta Processamento (tratamento gás) / Injeção Poços	Etanol
Inibidor de Hidratos	Teste de Estanqueidade de Linhas	Monoetilenoglicol - MEG
Inibidor de incrustação	Planta de Processamento / Injeção Poços / Unidade de Remoção de Sulfato	Permatreat PC 191T
Inibidor de incrustação	Subsea	Baker RE 30029SCW
Inibidor de incrustação	Unidade de Remoção de Sulfatos	Vitec 3000
Inibidor de Parafinas	Subsea	EC 6588 A
Limpeza Ácida	Limpeza de Membranas da URS	Kleen MCT 882
Limpeza Alcalina	Limpeza de Membranas da URS	Kleen MCT 511
Polieletrólito	Planta Processamento	Dismulgan V 3377
Sequestrante de cloro e oxigênio	Unidade de Remoção de Sulfatos/	Nalco BDE 6038
Sequestrante de cloro	Unidade de Remoção de Sulfatos/ Injeção de Água	Antichlor
Sequestrante de H ₂ S	Sistema de Transferência de Óleo	Nalco BDE 1140
Sequestrante de H ₂ S	Sistema de Transferência de Óleo	Endcor GCC9718
Sequestrante de H ₂ S	Sistema de Transferência de Óleo	Fongrasorb NROL
Sequestrante de H ₂ S	Fase Gás	Scavtreat 1134

II.2.4.13.4 – 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 (exemplo: *Vitec 3000*), sequestrante de cloro (exemplo: *Antichlor*) e biocida de choque (exemplos: Biocontrol RO, Biotreat 4617e *RoCide DB-20*) durante uma hora até 3 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 completa dos limiares de ecotoxicidade estudados, em diferentes cenários (com e sem adição de biocida e inibidor de incrustação) para o efluente da URS (rejeito) do FPSO Brasil é apresentada na **Tabela II.2.4.13.4-1**. Os laudos dos testes de ecotoxicidade encontram-se no **Anexo II.2.4.13-1** e a modelagem do efluente no **Anexo II.6.2-2**. Os valores referem-se ao percentual da concentração inicial do efluente em testes agudo e crônico realizados com *Mysidopsis juniae* e *Lytechunus variegatus* (equinodermata), respectivamente.

Observa-se que o valor mais restritivo refere-se à Concentração de Efeito Não Observado – CENO de 1,56% da concentração inicial do efluente com biocida e sem inibidor de corrosão no ensaio crônico.

Tabela II.2.4.13.4-1 – Limiares de ecotoxicidade aguda e crônica com *Mysidopsis juniae* e *Lytechunus variegatus*, considerados para o efluente da Unidade de Remoção de Sulfatos (URS) em diferentes cenários de adição de produtos químicos.

LIMIAR	Efluente COM biocida e COM inibidor de incrustação	Efluente COM biocida, SEM inibidor de incrustação	Efluente SEM biocida e COM inibidor de incrustação
ENSAIOS DE TOXICIDADE AGUDA com <i>Mysidopsis juniae</i>			
CL50 96h	4,22%	4,22%	46,08%
ENSAIOS DE TOXICIDADE CRÔNICA com <i>Lytechunus variegatus</i>			
CEO	6,25%	3,12%	25%
CENO	3,12%	1,56%	12,50%
Método de Ensaio: ABNT NBR 15469 (2007)/ABNT NBR 15350 (2006).			

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 (Ex: Kleen MCT 882 ou outro similar) e para a lavagem alcalina (Ex: Kleen MCT 511, ou outro similar). A **Tabela II.2.4.13.4-2** apresenta os limiares de ecotoxicidade aguda e crônica das soluções de lavagem destes produtos, tanto quanto da mistura de ambas as soluções. Os valores de ecotoxicidade estão apresentados em percentual de diluição das soluções de lavagem considerando os produtos

mencionados diluídos a 2% e a mistura das mesmas, simulando o procedimento de lavagem e o esperado para os efluentes gerados no processo de limpeza das membranas.

Tabela II.2.4.13.4-2 – Limiar de ecotoxicidade aguda e crônica das soluções de lavagem da URS.

LIMIAR (%)	Solução de Lavagem Ácida do Produto Kleen MCT 882	Solução de Lavagem Alcalina do Produto Kleen MCT 511	Mistura das Soluções de Lavagem Ácida e Alcalina
CL50	0,45	0,56	0,48
CEO	0,39	0,39	0,78
CENO	0,195	0,195	0,39

Os laudos de análise ecotoxicológicas destas soluções estão apresentados no **Anexo II.2.4.13-1**. A Petrobras irá realizar a coleta de amostras do efluente da operação normal das URS quando estas entrarem em operação, para os períodos com e sem a adição do biocida, bem como de amostras do rejeito proveniente do processo de limpeza das membranas para realização dos ensaios ecotoxicológicos (testes agudo e crônico), sendo os resultados encaminhados posteriormente para a CGPEG/IBAMA.

II.2.4.13.5 – 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 não apresentou toxicidade para a maioria dos testes agudos realizados com diversos organismos-teste como microcrustáceos (*Artemia sp* e *Daphnia similis*), bactéria (*Vibrio fischeri*), peixes

(*Poecilia vivipara* e *Brachydanio rerio*), quando testado até a concentração de 1.000 ppm, exceto 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, o produto apresentou baixa toxicidade para os organismos avaliados, não sendo esperados efeitos adversos na biota nas concentrações em que esse produto será utilizado no teste hidrostático.

A **Tabela II.2.4.13.5-1** resume os principais resultados obtidos no teste do Fluorene-R2.

Tabela II.2.4.13.5-1 – Caracterização Ecotoxicológica de Fluorene-R2.

ENSAIOS DE TOXICIDADE AGUDA com <i>Mysidopsis juniae</i>			
Parâmetro	Unidade	Valor	Metodologia de Análises e Ensaio
CL 50 (96h)	ppm	705	ABNT NBR 15469 (2007)/ABNT NBR 15308 (2011)
ENSAIO DE TOXICIDADE CRÔNICA com <i>Lytechinus variegatus</i>			
Parâmetro	Unidade	Valor	Metodologia de Análises e Ensaio
CENO	ppm	200	ABNT NBR 15469 (2007)/ABNT NBR 15350 (2006)
CEO	ppm	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.2.4.14 – Caracterização das Emissões Atmosféricas durante a Operação das Unidades de Produção

As principais fontes de emissões atmosféricas oriundas das atividades de Testes de Longa Duração (TLD), Sistemas de Produção Antecipada (SPAs), Pilotos e Desenvolvimentos de Produção (DPs) são os processos de combustão para geração de energia (elétrica e térmica) e queima de gás em tocha.

As principais emissões nestas atividades são os óxidos de nitrogênio (NO_x) e de enxofre (SO_x), monóxido de carbono (CO), material particulado (MP), hidrocarbonetos totais (HCT), além dos gases de efeito estufa: dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4) e óxido nitroso (N_2O).

Em função da concentração de CO_2 presente no gás produzido pelos reservatórios do Pré-Sal, uma das premissas desta produção é a separação deste CO_2 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^{19,20} considerando premissas conservadoras como fatores de emissão e dados de consumo nominal de combustível. Os fatores de conversão para CO_2 equivalente ($\text{CO}_{2\text{eq}}$) foram: 21 para metano (CH_4) e 310 para óxido nitroso (N_2O).

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

¹⁹ Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industry. American Petroleum Institute (API), 2001

²⁰ Compilation of Air Pollutant Emission Factors, AP-42, Volume I: Stationary Point and Area Sources, Fifth Edition. US Environmental Protection Agency (EPA), 1995

plataforma, cronograma de atividades, condições operacionais, características dos reservatórios e curvas de produção).

II.2.4.14.1 – Emissões de GEE das atividades de TLD/SPA

As principais emissões das atividades de TLD/SPAs estão associadas aos processos de combustão para geração de energia (turbogeradores, motogeradores e caldeira) e queima de gás em tocha.

Durante a fase de instalação/desativação, as principais fontes de emissões operam consumindo diesel em virtude da indisponibilidade de gás natural produzido.

Durante a fase de operação, as emissões das principais fontes decorrem do consumo de gás ou diesel nos turbogeradores, caldeiras e motogeradores, dependendo das especificidades da plataforma, além da queima de gás em tocha (*flare*). Para a estimativa das emissões da tocha considerou-se as composições de gás de cada reservatório e a queima limitada em 500.000 m³/dia de gás.

A estimativa das emissões de GEE dos TLD/SPAs ao longo de toda a atividade é da ordem de milhares de toneladas de CO_{2eq}, dependendo das especificidades da plataforma e da composição do gás dos reservatórios, conforme apresentado **Tabela II.2.4.14.1-1**.

Tabela II.2.4.14.1-1 – Estimativa média de emissões de gases de efeito estufa nas atividades de TLD/SPAs do Projeto Etapa 3.

Fontes de Emissão	Estimativa de Emissão de GEE (t CO _{2eq} / mês)	
	Instalação ou Desativação (Duração: 1-2 meses)	Operação (Duração: 6 meses)
Geração de Energia ¹	3,4 - 5,3 mil	3,7- 10,2 mil
Queima de gás em tocha ²	Não se aplica	33,7 – 53,9 mil

Nota 1: variável em função do tipo de geração de energia (a partir de caldeira, motogerador ou turbogerador)

Nota 2: valor médio considerando a composição do gás dos reservatórios em questão.

Fonte: PETROBRAS.

II.2.4.14.2 – Emissões de GEE das atividades de Piloto de Produção e DPs

As principais emissões das atividades de Piloto e Desenvolvimento da Produção estão associadas aos processos de combustão para geração de energia (turbogeradores, motogeradores e caldeira), turbocompressão e queima em tocha.

Durante a fase de instalação das atividades de DPs ou Piloto de Produção, 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 97%, 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 ou Piloto de Produção.

Por fim, após a operação da atividade de DP ou Piloto de Produção, 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 ou Piloto de Produção 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.2.4.14.2-1**.

Devido às diferenças intrínsecas da relação de gás/óleo do reservatório e, por conseguinte, da produção de óleo no campo de Libra, as capacidades dos sistemas de geração de energia elétrica, turbocompressão e de tocha são mais elevadas que as dos FPSOs Replicante e Teórico e, por isso, as emissões são apresentadas separadamente.

Tabela II.2.4.14.2-1 – Estimativa média de emissões de gases de efeito estufa nas atividades de DP do Projeto Etapa 3.

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 ³ (Duração: 20-25 anos)	Desativação (Duração: 6 meses)
FPSOs Replicante e Teórico	Geração de Energia Elétrica	1 mil	34 mil	33 mil	27 mil
	Queima de Gás em Tocha ²	Não se aplica	60 mil	3-15 mil	
	Turbocompressão		3 mil	2 - 8 mil	
FPSOs de Libra	Geração de Energia Elétrica	0,5-1,3 mil	32-41 mil	38-56 mil	27 mil
	Queima de Gás em Tocha ²	Não se aplica	120 mil	24-43 mil	
	Turbocompressão		52-67 mil	65-75 mil	

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: faixa de valores médios estimados de queima de gás em tocha conforme índice de utilização do gás associado (detalhes no item II.2.4.15), curva de produção e composição do gás dos reservatórios em questão

Nota 3: considera todos os TGs e TCs em operação com consumo nominal de gás natural

Fonte: PETROBRAS.

II.2.4.14.3 – 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 ou Piloto de Produção está apresentada na **Tabela II.2.4.14.3-1**.

Tabela II.2.4.14.3-1 – 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 Lula Sul 3	42,90	29,93	29,03	53,63
DP de Lula Oeste	1,5	56,4	0,7	77,4
DP de Sururu	41,93	30,43	27,45	54,83
DP de Atapu 1	48,33	26,23	33,37	49,74
DP de Atapu 2	57,69	21,48	42,79	42,70
DP de Búzios 5	63,09	19,68	48,50	39,24
DP de Búzios 6	48,05	27,70	32,77	51,23
DP de Itapu	0,10	39,16	0,06	62,55
DP de Sépia	46,29	26,03	32,11	49,02
Piloto de Júpiter	87,26	6,95	77,83	17,06
Piloto de Libra	33,5	38,1	44,2	42,7
DP de Libra 2 NW	33,5	38,1	44,2	42,7
DP de Libra 3 NW	33,5	38,1	44,2	42,7

Ressalta-se que o projeto dos FPSOs do Pré-Sal foi concebido de forma a reinjetar a corrente rica em CO₂ separada do gás produzido durante a produção, exceto os projetos de Libra, os quais foram concebidos para reinjetar 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 uma UEP, a queima agregada do campo será mantida dentro dos valores previstos no Programa Anual de Produção apresentado à Agência Nacional do Petróleo (ANP). Restrições de produção e demais medidas adotadas para manter a queima agregada do campo dentro dos valores previstos serão definidas pela PETROBRAS, mediante avaliação integrada das operações no campo, dentro do conceito de autogestão da queima de gás por campo.

II.2.4.14.4 – Gases de Efeito Estufa Reinjetados

A estimativa dos gases de efeito estufa reinjetados durante as atividades de DP ou Piloto de Produção 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 de Piloto ou DP é apresentada na **Tabela II.2.4.14.4-1**, onde se destaca a grande diferença dos projetos de Libra em relação aos demais projetos do Pré-Sal. O DP Lula Oeste não contempla reinjeção de GEE já que a concentração de CO₂ no gás produzido é inferior a 3 % v/v.

Tabela II.2.4.14.4-1 – Estimativa de gases de efeito estufa reinjetados durante todo o período de operação dos DPs e Piloto de Produção do Projeto Etapa 3.

PROJETO	Gases de efeito estufa reinjetados (t)		
	CO ₂	CH ₄	CO ₂ eq
DP de Lula Sul 3	2.600.076	425.196	11.529.192
DP de Lula Oeste ²	0	0	0
DP de Sururu	1.382.760	262.483	6.894.903
DP de Atapu 1	3.608.880	594.423	16.091.763
DP de Atapu 2	5.295.288	624.939	18.419.007
DP de Búzios 5	8.257.764	627.045	21.425.709
DP de Búzios 6	3.826.704	483.972	13.990.116
DP de Itapu	228	82.174	1.725.882
DP de Sépia	2.612.016	430.961	11.684.583
Piloto de Júpiter	272.976	50.906	1.341.996
Piloto de Libra	26.914.872	21.616.520	480.861.907
DP de Libra 2 NW ¹	25.560.167	20.761.213	461.545.771
DP de Libra 3 NW ¹	17.517.986	16.219.851	358.134.852

Nota 1 Estimativa para cenário sem exportação de gás: injeção do volume total de gás associado produzido.

Nota 2 Previsão de exportação de todo volume de gás associado produzido: não irá injetar gás no reservatório.

Fonte: PETROBRAS.

As vazões mássicas médias mensais de injeção de CO₂ foram calculadas para cada ano de operação de cada DP e constam na **Tabela II.2.4.14.4-2**. As massas totais injetadas ao longo dos anos de produção para cada DP são apresentadas ao final da referida tabela.

Tabela II.2.4.14.4-2 – Estimativa de massas totais mensal de CO₂ injetadas para cada Piloto e DP.

Ano/ Projeto	DP de Lula Sul 3	DP de Sururu	DP de Atapu 1	DP de Atapu 2	DP de Búzios 5	DP de Búzios 6	DP de Itapu	DP de Sépia	Piloto de Júpiter	Piloto de Libra	DP de Libra 2 NW	DP de Libra 3 NW
	t/mês	t/mês	t/mês	t/mês	t/mês	t/mês	t/mês	t/mês	t/mês	t/mês	t/mês	t/mês
2019	-	-	1.357			-	-		-	-	-	-
2020	-	-	10.830			-	-	2.373	-		0	-
2021	3.281		13.873		4.305	-		9.475	-	1.954		-
2022	10.178		14.219		13.501		1	14.541		69.730	13.514	
2023	10.623		16.418	675	21.031		4	13.677	22.748	103.574	92.744	5.179
2024	9.663		16.703	9.780	21.398		4	13.405	0	100180	93.953	69.474
2025	9.509		16.912	13.655	22.533		3	14.211	0	100.039	98.889	74.692
2026	9.677		16.101	16.469	21.572		2	11.859	0	99.447	99.734	73.840
2027	10.525	2.002	13.982	21.229	22.171	1.393	2	11.288	0	96.911	99.204	73.344
2028	11.048	5.538	12.254	20.236	27.538	9.633	1	10.873	0	97.439	96.725	76.894
2029	11.191	5.978	11.821	14.968	30.938	16.164	1	10.930	0	97.952	97.187	78.865
2030	11.049	5.600	11.058	15.263	30.327	17.094	1	11.415	0	102.113	96.792	78.508
2031	10.928	5.350	10.112	13.751	29.872	18.813	0	10.005	0	102.844	97.062	68.320
2032	10.880	5.105	9.943	13.586	28.802	18.956	0	8.442	0	92.952	97.442	69.568
2033	11.035	4.879	9.488	14.286	27.755	18.525	0	7.632	0	103.877	97.577	72.900
2034	11.212	4.680	8.668	14.181	28.105	18.784	0	7.122	0	104.577	97.304	82.288
2035	11.859	4.523	8.499	13.276	27.876	17.201	0	5.641	0	105.254	96.816	84.054

(Continua)



 Coordenador da Equipe



 Técnico Responsável
EIA
PEP01R02Revisão 00
09/2017

Tabela II.2.4.14.4-2 (Conclusão)

Ano/ Projeto	DP de Lula Sul 3	DP de Sururu	DP de Atapu 1	DP de Atapu 2	DP de Búzios 5	DP de Búzios 6	DP de Itapu	DP de Sépia	Piloto de Júpiter	Piloto de Libra	DP de Libra 2 NW	DP de Libra 3 NW	
	t/mês	t/mês	t/mês	t/mês	t/mês	t/mês	t/mês	t/mês	t/mês	t/mês	t/mês	t/mês	
2036	12.081	4.373	7.946	12.994	26.282	15.840	0	4.279	0	105.993	96.123	82.430	
2037	12.499	4.236	7.174	12.517	27.527	15.233	0	3.921	0	106.657	95.424	66.591	
2038	12.877	3.960	7.073	11.810	27.167	13.950	0	3.645	0	107.131	95.257	52.127	
2039	13.289	3.838	6.681	12.415	25.302	12.348	0	3.362	0	107.698	94.778	50.457	
2040	13.269	3.714	6.553	12.748	25.564	11.633	0	3.538	0	108.265	94.687	51.603	
2041	0	3.583	6.520	12.406	24.685	10.508	0	3.812	0	108.842	94.602	50.622	
2042	0	3.444	6.225	13.209	20.078	9.365	0	3.469	0	109.450	94.589	49.437	
2043	0	3.320	5.597	13.373	20.066	8.957	0	3.509	0	110.027	94.539	50.794	
2044	0	3.217	5.812	13.006	19.167	8.294	0	3.318	0	0	95.072	49.931	
2045	0	3.138	5.763	13.445	17.595	7.855	0	3.095	0	0	0	47.915	
2046	0	3.203	5.519	13.409	18.036	7.778	0	3.179	0	0	0	0	
2047	0	3.140	5.662	12.968	17.506	7.756	0	3.088	0	0	0	0	
2048	0	3.094	5.530	13.563	15.690	6.907	0	3.023	0	0	0	0	
2049	0	3.183	5.385	13.582	15.833	6.989	0	3.201	0	0	0	0	
2050	0	3.266	5.514	13.248	15.420	7.654	0	3.282	0	0	0	0	
2051	0	3.346	5.548	13.100	14.501	7.178	0	3.058	0	0	0	0	
2052	0	3.291	0	13.079	0	7.438	0	0	0	0	0	0	
2053	0	3.215	0	12.376	0	7.476	0	0	0	0	0	0	
2054	0	3.108	0	13.484	0	5.471	0	0	0	0	0	0	
2055	0	3.020	0	13.187	0	3.699	0	0	0	0	0	0	
2056	0	0	2.886	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total		2.600.076	1.382.760	3.608.880	5.295.288	8.257.764	3.826.704	228	2.612.016	272.976	26.914.872	25.560.167	17.517.986

Ano/ Projeto	DP de Lula Sul 3	DP de Sururu	DP de Atapu 1	DP de Atapu 2	DP de Búzios 5	DP de Búzios 6	DP de Itapu	DP de Sépia	Piloto de Júpiter	Piloto de Libra	DP de Libra 2 NW	DP de Libra 3 NW
	t/mês	t/mês	t/mês	t/mês	t/mês	t/mês	t/mês	t/mês	t/mês	t/mês	t/mês	t/mês
Injetado (t)												




Coordenador da Equipe




Técnico Responsável

EIA
PEP01R02

Revisão 00
09/2017

II.2.4.15 – 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 do Etapa 3, muitos encontram-se em processo de contratação e 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. Apresenta-se aqui 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 desenrolar 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.2.4.15.1 – Sequência típica de comissionamento

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 remoção de H₂S do gás, onde aplicável
- Sistema de desidratação
- Sistema de ajuste do ponto de orvalho de hidrocarbonetos
- Sistema de gás combustível
- Sistema de compressão de gás para exportação
- Sistema de compressão de gás para injeção
- Sistema de recuperação de vapores
- Sistema de remoção de CO₂
- Sistema de compressão de CO₂.

No caso do Piloto de Libra e dos DPs de Libra 2 NW e Libra 3 NW, a concentração de CO₂ no gás produzido, de acordo com dados de reservatórios preliminares, não permite o consumo como gás combustível diretamente. É

necessário comissionar o sistema de remoção de CO₂ para tornar o gás produzido em gás capaz de ser consumido pelos diversos consumidores no FPSO. Assim, a sequência prevista de comissionamento para os FPSOs de Libra é:

- Sistema de separação
- Sistema de tratamento e armazenamento do óleo
- Sistema de compressão principal
- Sistema de remoção de H₂S do gás, onde aplicável
- Sistema de desidratação
- Sistema de ajuste do ponto de orvalho de hidrocarbonetos
- Sistema de remoção de CO₂
- Sistema de compressão de CO₂
- Sistema de gás combustível
- Sistema de compressão de gás para injeção
- Sistema de recuperação de vapores.

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 3, onde 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 3 que as etapas referentes à remoção de CO₂ do gás produzido, onde aplicável, somente serão comissionadas a posteriori, antes da exportação do gás. Nos FPSOs de Libra, o comissionamento das etapas de remoção do CO₂ ocorre pouco tempo antes do início da injeção, devido à questão exposta anteriormente de necessidade de

enquadramento do CO₂ do gás combustível. Deste modo, o tempo requerido estimado para o início da injeção do gás é de 90 (noventa) dias.

II.2.4.15.2 – Volume de Gás Queimado e Emissão de Gases

Durante o comissionamento, o volume estimado 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 Replicante e Teórico do Etapa 3 durante o comissionamento é de 165 milhões de metros cúbicos em 180 dias, enquanto nos FPSOs de Libra é de 382 milhões de metros cúbicos em 180 dias. O elevado teor de CO₂ no gás produzido, a elevada razão gás/óleo e porte da planta necessária para tratamento da planta dos FPSOs de Libra justificam esta diferença. 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 97%, tem previsão de ser alcançado a partir do 9º mês (**Tabela II.2.4.15.2-1**).

As principais fontes e estimativas de emissões de gases estão apresentadas no **subitem II.2.4.14 – Emissões Atmosféricas**.

Tabela II.2.4.15.2-1 – Índice de utilização de gás durante o comissionamento e estabilização da planta.

Mês de Produção (*)	Índice de Utilização de Gás nos FPSOs Replicante e Teórico do Etapa 3 (IUGA)	Índice de Utilização de Gás (IUGA) para os FPSOs de Libra
1º	0%	0%
2º	0%	0%
3º	13%	12%
4º	69%	62%
5º	85%	85%
6º	87%	87%
7º	90%	90%
8º	95%	95%
9º	97%	97%

(*) Estima-se seis meses de comissionamento + três meses de estabilização da planta.

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 3 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 TLD, SPAs, Pilotos e DPs.

O escoamento de gás dos Projetos de DP licenciados pelo Projeto Etapa 3 se dará por conexão das unidades de produção aos gasodutos troncos Rota 1, Rota 2 e Rota 3, estando o último em processo de licenciamento.

O gasoduto Rota 1, que interliga o Campo de Lula à plataforma de Mexilhão e, na sequência, à Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (UTGCA), encontra-se em operação. O gás escoado pelo Programa Rota 1 é levado à UTGCA, a qual tem capacidade de processar 10 MMm³/d do PPSBS e 10 MMm³/d oriundos do Pós-Sal.

O gasoduto 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 MMm³/d de capacidade de exportação de gás. Este gasoduto consiste na interligação do gasoduto Lula NE – Iracema e Iracema-Lagomar ao Terminal de Cabiúnas – TECAB, viabilizando o escoamento do gás para Cabiúnas, onde será tratado, processado e comercializado. Para isto, o TECAB passou por adequações para implantação de novas unidades de recebimento e tratamento de gás, além da ampliação da capacidade de processamento de gás natural. Desta forma, 13 MMm³/d do gás escoado pelo Gasoduto Rota 2 serão processados no TECAB, e os outros 3 MMm³/d de gás serão recebidos e tratados no TECAB, podendo ser transferidos via GASDUC II e Guapimirim –COMPERJ I, para processamento nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) do COMPERJ caso necessário.

O gasoduto Rota 3 com previsão de entrada em operação em 2020, agregará à malha aproximadamente 18 MMm³/d de capacidade de exportação de gás. Este gasoduto consiste na interligação dos projetos do Pré-Sal ao COMPERJ, contendo como trecho principal o gasoduto submarino interligando o campo de Búzios ao município de Maricá e o gasoduto terrestre interligando Maricá ao COMPERJ. O gás será processado em Unidades de Processamento de Gás no COMPERJ, que terão capacidade de 21 MMm³/d.

Juntos, os gasodutos tronco Rota 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 gasoduto 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. A capacidade de escoamento dos gasodutos é apresentada na **Tabela II.2.4.16-1**.

Já a curva de exportação de gás prevista para os projetos do Etapa 3 é apresentada na **Tabela II.2.4.16-1**, considerando o período de 2019 a 2027, evidenciando o ramp-up e o pico de produção esperada de gás natural. Para os anos subsequentes, o volume de gás disponível para o mercado será inferior.

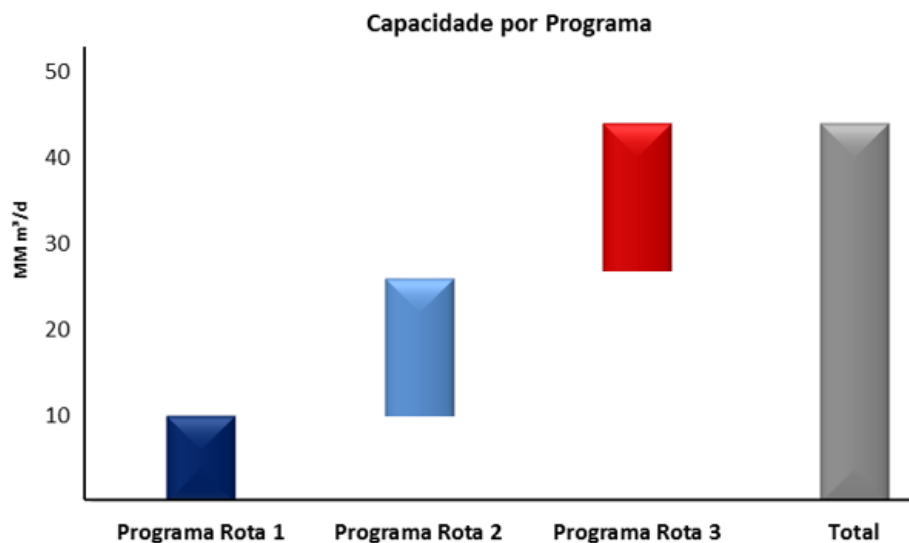


Figura II.2.4.16-1 – Capacidade dos Programas Rota 1, 2 e 3 de escoamento da Bacia de Santos e data de entrada em operação prevista (Ano base 2015).

Tabela II.2.4.16-1 – Curva de exportação prevista para os projetos do Etapa 3.

Projetos Etapa 3	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Curva de Exportação (MM m³/d)	2,3	4,7	7,8	11,5	19,5	19,5	18,4	17,4	15,3

II.2.4.17 – Operações de Alívio e Rotas dos Navios Aliviadores

O óleo produzido nos empreendimentos do Projeto Etapa 3 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 do TLD, SPAs, Pilotos e DPs do Projeto Etapa 3 são:

- Terminal Ilha d'Água, Rio de Janeiro (RJ)
- Terminal Angra dos Reis (RJ)
- Terminal São Francisco do Sul (SC)
- Terminal Almirante Barroso, São Sebastião (SP)
- Terminal Osório (RS)
- Terminal Madre de Deus (BA)
- Terminal de Vitória (ES)
- Terminal de Suape (PE)

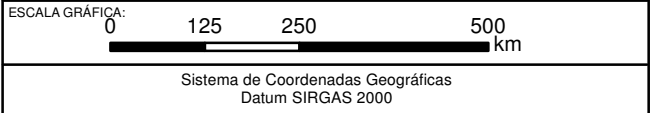
A **Figura II.2.4.17-1** apresenta as rotas passíveis de utilização pelos navios aliviadores.



LEGENDA

Etapa 3

- Bloco de Exploração
- Campo de Produção
- ⬠ Terminais Aquaviários TRANSPETRO/PETROBRAS
- Rota dos Navios Aliviadores
- Bacia de Santos
- Divisa Estadual
- Batimetria (m)



REFERÊNCIAS UTILIZADAS:

- Divisas Estaduais (IBGE, 2010);
- Blocos Exploratórios, Campos de Produção e Bacia Sedimentar (ANP, 2015)
- Batimetria (MMA)
- Divisas Estaduais e Municipais (IBGE, 2010);
- Rota dos Navios Aliviadores (PETROBRAS)



ATIVIDADE DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL DO POLO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS - ETAPA 3

ESTUDO DE IMPACTO AMBIENTAL – EIA

ROTAS DOS NAVIOS ALIVIADORES

ESCALA: 1:10.000.000	DATA: Setembro/2017		
FIGURA Nº II.2.4.17-1	PROCESSO IBAMA Nº 02001.007928/14-44	FOLHA: 1/1	TAMANHO: A3
ELABORADO POR: José Donizetti			REV: 00

A **Tabela II.2.4.17-1** apresenta as operações de alívio das Unidades Marítimas de Produção do PPSBS de junho de 2014 a dezembro de 2015, indicando o consolidado das operações realizadas, os respectivos volumes de óleo transferidos e o local de destino.

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.2.4.17-1 – Operações de alívio realizadas no Polo Pré-Sal da Bacia de Santos no período de junho/2014 a dezembro/2015.

Unidade Marítima (FPSO)	Atividade	Quantidade de Operações	Carga Total (m³)	Carga por Destino (m³)	Destino
Cidade de São Vicente	SPA de Atapu Norte	10	407.916,70	223.345,00	Ilha d'Água
				104.496,40	Angra dos Reis
				80.075,30	Madre de Deus
Cidade de Ilhabela	Sapinhoá Norte	38	3.553.435,04	1.144.220,85	São Sebastião
				163.114,30	Tramandaí
				323.877,61	Madre de Deus
				1.605.020,16	Exportação
				80.314,10	Plataforma P63 e São Sebastião
				78.006,12	FPSO Cidade de São Paulo e Exportação
				79.496,20	FPSO Cidade de Paraty e São Sebastião
				79.385,70	FPSO Cidade de São Paulo e São Sebastião
Cidade de Mangaratiba	Iracema Sul	39	4.632.435,00	1.951.025,00	Angra dos Reis
				2.512.767,60	São Sebastião
				168.642,40	Madre de Deus
Dynamic Producer	TLD de Iara Oeste	23	737.312,80	715.911,50	Madre de Deus
				21.401,30	São Sebastião
Cidade de Itaguaí	Iracema Norte	9	789.131,40	174.990,10	Tramandaí
				266.267,80	Ilha d'Água
				259.016,00	São Sebastião
				88.857,50	Madre de Deus
Cidade de Angra dos Reis	Piloto de Lula	49	5.765.610,61	2.644.742,61	Angra dos Reis
				2.165.061,90	São Sebastião
				85.189,60	Tramandaí
				321.635,40	Madre de Deus
				77.651,20	Ilha d'Água
				471.329,90	Vitória

(Continua)

Tabela II.2.4.17-1 (Conclusão)

Unidade Marítima (FPSO)	Atividade	Quantidade de Operações	Carga Total (m³)	Carga por Destino (m³)	Destino
Cidade de Paraty	Piloto de Lula NE	52	6.504.043,20	613.134,80	Madre de Deus
				4.099.412,70	Angra dos Reis
				1.710.756,90	São Sebastião
				80.738,80	Tramandaí
Cidade de São Paulo	Piloto de Sapinhoá	50	4.218.170,80	2.987.447,10	São Sebastião
				750.099,90	Madre de Deus
				319.443,70	Angra dos Reis
				80.878,70	Tramandaí
Dynamic Producer	SPA de Búzios 1	11	410.415,90	80.301,40	São Francisco do Sul
				190.223,50	Ilha d'Água
TOTAL		281	27.018.471,45	220.192,40	Madre de Deus
					-

II.2.4.18 – Perspectivas e Planos de Expansão

Além dos empreendimentos descritos no Projeto Etapa 3, existe a possibilidade do desenvolvimento de projetos complementares, com a interligação de novos poços a sistemas sendo licenciados neste processo.

Um projeto complementar consiste da interligação de novos poços, sejam eles produtores ou injetores, a unidades estacionárias de produção já licenciadas ou em licenciamento com o objetivo de otimizar a malha de drenagem de um reservatório, aumentando seu fator de recuperação.

O número, porte e quantidade de poços produtores e/ou injetores e o número de linhas de produção e injeção destes não podem ser agora definidos. Estes projetos, caso se mostrem viáveis, serão escopo de solicitações específicas de anuência neste processo de licenciamento.

II.2.4.19 – Desativação das Atividades

Em função do grande número de projetos apresentados neste estudo, a descrição detalhada sobre a desativação de cada empreendimento será elaborada individualmente e apresentada posteriormente para a solicitação das Licenças de Operação de cada projeto.

Os procedimentos de desativação se darão em conformidade com a Resolução ANP nº 27/2006, que aprova o *Regulamento Técnico que Define os*

Procedimentos a Serem Adotados na Desativação de Instalações, e com a Portaria da ANP nº 25/2002, que aprova o *Regulamento que Trata do Abandono de Poços Perfurados com Vistas à Exploração ou Produção de Petróleo e/ou Gás*.

As alternativas de desativação e remoção considerarão, no mínimo, as seguintes premissas:

- Remoção total do FPSO após o abandono do último poço em produção, em conformidade com a Resolução ANP nº 27/2006.
- Abandono dos poços marítimos, de acordo com a Portaria ANP nº 25/2002, complementada com requisitos técnicos internos da PETROBRAS, bem como o disposto no Contrato de Concessão.

As principais diretrizes para a desativação das atividades são apresentadas no **item II.7.12 – Projetos de Desativação** do presente EIA.

II.2.4.20 – Estimativa da criação de novos postos de trabalho

A criação de novos postos de trabalho nas fases de planejamento, instalação, operação e desativação dos projetos do Etapa 3 foi estimada considerando o **item II.2.1.6 – Cronograma Preliminar**, o planejamento da PETROBRAS para os próximos anos e extrapolação, quando for o caso, dos números observados no ano de 2015.

Usualmente, as posições de emprego em empreendimentos *offshore* são ocupadas por profissionais com qualificação especializada, sendo, a maior parte, de nível técnico, seguida por profissionais de nível superior.

Para a fase de planejamento, não serão criados novos postos de trabalho, pois a mão-de-obra necessária migrará de outros projetos da PETROBRAS. Considera-se, para essa fase, uma estimativa de 500 profissionais dedicados aos projetos da Etapa 3. Pontua-se, contudo, que outros profissionais participam eventualmente do planejamento dos projetos. Cerca de 70% desses profissionais tem nível superior, 25% nível técnico e 5% nível médio. A **Tabela II.2.4.20-1** apresenta as faixas de remuneração de acordo com a escolaridade mínima exigida para a fase de planejamento.

Tabela II.2.4.20-1 – Faixa de remuneração de acordo com a escolaridade – fase de planejamento. Ano base: 2015.

Escolaridade	Faixa de remuneração
Nível médio	R\$1.500,00 a R\$6.000,00
Nível técnico	R\$6.000,00 a R\$13.000,00
Nível superior	R\$7.500,00 a R\$40.000,00

Fonte: Tabela Salarial da PETROBRAS (ACT 2015).

As embarcações de apoio atuarão no sistema de *pool*, ou seja, não atenderão exclusivamente o Projeto Etapa 3, podendo transportar insumos e materiais para diferentes regiões e atender projetos que são objeto de outros processos de licenciamento ambiental.

Em relação às embarcações típicas para atividades de instalação dos projetos, observando o planejamento da PETROBRAS, não é esperado o incremento do número de embarcações contratadas pela PETROBRAS. Sendo assim, não é esperado que novos postos de trabalho sejam criados para a fase de instalação dos projetos da Etapa 3. Os números observados no ano de 2015 para toda PETROBRAS tendem a se manter, conforme apresentado na **Tabela II.2.4.20-2** e na **Figura II.2.4.20-1**.

Tabela II.2.4.20-2 – Número de colaboradores offshore por tipo de embarcação - fase de instalação. Ano base 2015.

Embarcação	Número de colaboradores	Porcentagem
PLSV	2216	36%
AHTS	2200	36%
RSV	948	15%
DSV	340	6%
AHTS/TO	185	3%
LH	122	2%
SDSV	89	1%
Outras	49	1%
Total	6149	100%

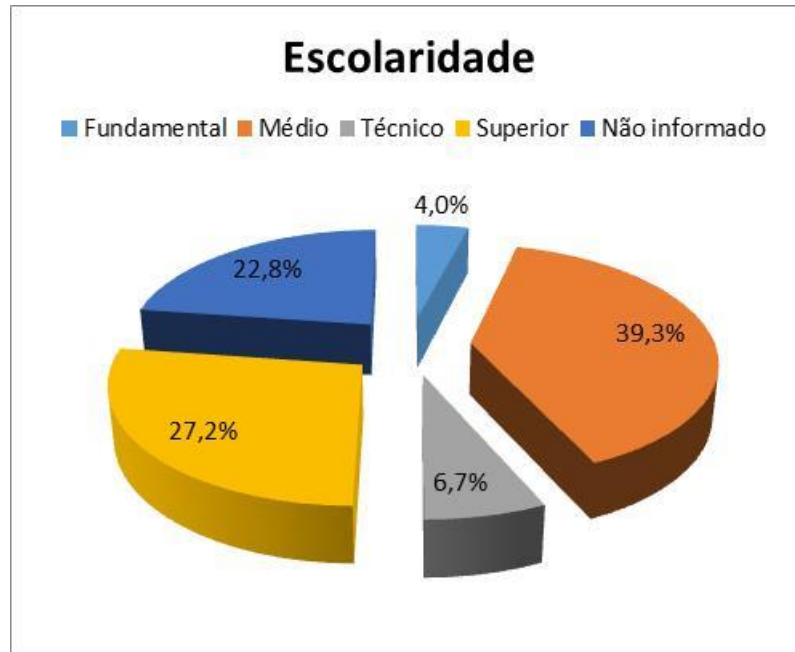


Figura II.2.4.20-1 – Distribuição da escolaridade exigida para os postos de trabalho (embarcações de apoio) - fase de instalação. Ano base 2015.

No tocante às embarcações de apoio PSV e UT, necessárias para o apoio durante a fase de operação, está prevista uma flutuação no número de colaboradores ao longo dos anos (para atendimento a toda PETROBRAS). Destacam-se os números esperados a partir de 2018, quando está previsto o início da operação do primeiro empreendimento do Projeto Etapa 3. Conforme justificado no **subitem II.2.4.8 - Descrição das atividades de apoio naval durante a operação**, não haverá embarcações PSV ou UT exclusivas para atender ao Projeto Etapa 3. Dessa forma, a estimativa da **Tabela II.2.4.20-3** considera o número total de colaboradores para atendimento aos projetos em fase de operação da PETROBRAS.

Tabela II.2.4.20-3 – Escolaridade observada dos trabalhadores envolvidos nas atividades de apoio – fase de operação.

Tipo de embarcação		Anos					
		2015	2016 (*)	2017	2018	2019	2020
PSV	Nível Técnico	93	72	87	93	93	99
	Nível Médio	186	144	174	186	186	198
	Nível Superior	124	96	116	124	124	132
	Total PSV	403	312	377	403	403	429
UT	Nível Técnico	10	4	12	12	12	12
	Nível Médio	20	8	24	24	24	24
	Nível Superior	15	6	18	18	18	18
	Total UT	45	18	54	54	54	54

(*) Valores anualizados para 2016 com base no observado de janeiro a março do mesmo ano.

É possível inferir que tanto na fase de instalação quanto na fase de operação as faixas de remuneração são similares, de acordo com a escolaridade exigida. Os maiores salários são pagos a profissionais de nível superior, com estágio avançado na carreira (**Tabela II.2.4.20-4**).

Tabela II.2.4.20-4 – Faixa de remuneração de acordo com a escolaridade exigida (embarcações de apoio) – fases de instalação e operação.

Escolaridade	Faixa de remuneração (*)
Fundamental	R\$1.500,00 a R\$3.500,00
Médio	R\$5.000 a R\$7.500,00
Técnico	R\$6.000,00 a R\$10.000,00
Superior	R\$14.000,00 a R\$30.000,00

(*) As remunerações variam por cargo e foram estimadas considerando recebimento de gratificações e adicionais, observando as ofertas do mercado em 2016.

Na operação dos FPSOs, é esperada a criação de cerca de 4.000 novos postos de trabalho nas unidades afretadas. Nessas unidades, a mão de obra é contratada pelas empresas responsáveis pela operação, sem interferência da PETROBRAS, podendo ser contratados inclusive colaboradores estrangeiros.

Outros 1.500 profissionais próprios serão remanejados de outros projetos da PETROBRAS, portanto não está prevista a realização de concurso público para