

EIA/RIMA - Projetos Integrados de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural no Pólo Pré-Sal, Bacia de Santos

EIA – Estudo de Impacto Ambiental

Volume 00

Revisão 00

Jul/2010



E&P

ÍNDICE GERAL

II.2 - CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE.....	1/189
II.2.1 - Apresentação	1/189
II.2.2 - Histórico	24/189
II.2.3 - Justificativas.....	42/189
II.2.4 - Descrição Geral da Atividade.....	45/189
II.2.5 - Alternativas para Redução dos Impactos na Saúde do Trabalhador	186/189

TABELAS E QUADROS

TABELA OU QUADRO	PÁG
Tabela II.2.1-1- Locações indicadas para os TLDs	2/189
Tabela II.2.1-2 - Coordenadas da Área de Bem te-vi (Datum SAD-69) – Bloco BM-S-8.	5/189
Tabela II.2.1-3 - Coordenadas da Área de Guará (Datum SAD-69) – Bloco BM-S-9.	5/189
Tabela II.2.1-4 - Coordenadas da Área de Carioca (Datum SAD-69) – Bloco BM-S-9.	6/189
Tabela II.2.1-5 - Coordenadas da Área de Parati (Datum SAD 69) - Bloco BM-S-10.	6/189
Tabela II.2.1-6 - Coordenadas da Área de Tupi (Datum SAD 69) – Bloco BM-S-11.	7/189
Tabela II.2.1-7 - Coordenadas da Área de Iara (Datum SAD-69) – Bloco BM-S-11.	8/189
Tabela II.2.1-8 - Coordenadas da Área de Caramba (Datum SAD-69) – Bloco BM-S-21.	8/189
Tabela II.2.1-9 - Coordenadas da Área de Júpiter (Datum SAD 69) – Bloco BM-S-24	9/189
Tabela II.2.1-10 - Localização das UEPs que realizam os Testes de Longa Duração	11/189
Tabela II.2.1-11 - Localização das UEPs que atuarão nos Pilotos e Desenvolvimento de Produção e Escoamento	12/189
Tabela II.2.1-12 - Informações referentes aos poços que serão interligados aos FPSOs que realizarão os TLDs.	13/189
Tabela II.2.1-13 - Características gerais dos poços a serem utilizados no Projeto Piloto de Guará	14/189
Tabela II.2.1-14 - Localização preliminar e lâmina d'água dos poços a serem utilizados no Projeto Piloto de Guará	14/189
Tabela II.2.1-15 - Características gerais dos poços a serem utilizados no Projeto Piloto de Tupi NE.	15/189
Tabela II.2.1-16 - Vazões de produção das UNs da PETROBRAS (mai/2010).	17/189
Tabela II.2.1-17 - Cronograma dos Projetos de TLDs do Pólo Pré-Sal, Bacia de Santos	20/189
Tabela II.2.1-18 - Cronograma do Projeto Piloto de Produção e Escoamento na Área de Guará	21/189
Tabela II.2.1-19 - Cronograma do Projeto Piloto de Produção e Escoamento na Área de Tupi Nordeste	22/189

TABELA OU QUADRO	PÁG
Tabela II.2.1-20 - Cronograma do Projeto de Desenvolvimento da Produção e Escoamento na Área de Iracema	23/189
Tabela II.2.4-1 - Locações previstas para realização dos TLDs para cada FPSO.	45/189
Tabela II.2.4-2 - Características Gerais do FPSO BW Cidade de São Vicente	48/189
Tabela II.2.4-3 - Relação dos tanques do FPSO BW Cidade de São Vicente	50/189
Tabela II.2.4-4 - Distribuição das acomodações na UEP	59/189
Tabela II.2.4-5 - Características Gerais do FPSO Dynamic Producer	60/189
Tabela II.2.4-6 - Relação dos tanques do FPSO Dynamic Producer	62/189
Tabela II.2.4-7 - Características Gerais do FPSO Genérico	71/189
Tabela II.2.4-8 - Relação dos tanques do FPSO Genérico.	73/189
Tabela II.2.4-9 - Sistema de ancoragem do FPSO BW Cidade de São Vicente.	87/189
Tabela II.2.4-10 - Sistema de ancoragem do FPSO Genérico.	87/189
Tabela II.2.4-11 - Linhas de produção de 6" para cada poço onde será realizado o TLD pelo FPSO BW Cidade de São Vicente	96/189
Tabela II.2.4-12 - Linhas do anular de 4" para cada poço onde será realizado o TLD pelo FPSO BW Cidade de São Vicente	97/189
Tabela II.2.4-13 - Umbilical hidráulico para cada poço onde será realizado o TLD pelo FPSO BW Cidade de São Vicente	97/189
Tabela II.2.4-14 - Equipamentos do sistema de combate a incêndio do FPSO BW Cidade de São Vicente.	102/189
Tabela II.2.4-15 - Equipamentos do sistema de combate a incêndio do FPSO Dynamic Producer.	102/189
Tabela II.2.4-16 - Equipamentos do sistema de combate a incêndio previstos para o FPSO Genérico.	102/189
Tabela II.2.4-17 - Recursos de abandono para cada FPSO.	105/189
Tabela II.2.4-18 - Medição de fluidos segundo o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural da ANP	108/189
Tabela II.2.4-19 - Indicadores de produção para o Piloto de Guará	118/189
Tabela II.2.4-20 - Indicadores de produção para o Piloto de Tupi NE	119/189
Tabela II.2.4-21 - Indicadores de produção para o DP de Iracema	120/189
Tabela II.2.4-22 - Composição do Sistema submarino para os diversos empreendimentos	126/189

TABELA OU QUADRO	PÁG
Tabela II.2.4-23 - Características preliminares das linhas do Sistema de Coleta (produção e serviço) – TLDs a serem realizados pelo FPSO BW Cidade de São Vicente e Pilotos	129/189
Tabela II.2.4-24 - Comprimento médio das linhas de produção e serviços a serem utilizadas nos TLDs realizados com apoio do FPSO BW Cidade de São Vicente.	130/189
Tabela II.2.4-25 - Comprimento médio das linhas de produção, injeção e serviço a serem utilizadas no Piloto de Guará, Piloto de Tupi NE e DP de Iracema	130/189
Tabela II.2.4-26 - Funções de controle e comprimentos dos Umbilicais Eletro-Hidráulicos previstos para utilização nos TLDs a serem realizados pelo FPSO BW São Vicente	131/189
Tabela II.2.4-27 - Comprimentos Médios dos Umbilicais Eletro-Hidráulicos - Piloto de Guará e Tupi NE e DP de Iracema.	132/189
Tabela II.2.4-28 - Características operacionais do Gasoduto Guará-Tupi	136/189
Tabela II.2.4-29 - Características operacionais do Gasoduto Tupi NE-Tupi	138/189
Tabela II.2.4-30 - Características operacionais do Gasoduto Iracema-Tupi NE	139/189
Tabela II.2.4-31 - Funções de controle e comprimento dos Umbilicais Anular Eletro-Hidráulicos utilizados nos TLDs a serem realizados pelo FPSO Dynamic Producer.	143/189
Tabela II.2.4-32 - Caracterização do óleo de Guará Norte.	161/189
Tabela II.2.4-33 - Comparação entre a água do mar e a água dessulfatada da SRU do FPSO Brasil.	162/189
Tabela II.2.4-34 - Parâmetros utilizados para a elaboração da modelagem de descarte do efluente da Unidade de Remoção de Sulfatos (SRU) do FPSO Genérico.	163/189
Tabela II.2.4-35 - Composição dos produtos químicos utilizados na SRU do FPSO Brasil.	165/189
Tabela II.2.4-36 - Limiares de toxicidade considerados para o efluente da Unidade de Remoção de Sulfatos (SRU) nos cenários COM e SEM biocida. Os valores referem-se ao percentual da concentração inicial.	165/189
Tabela II.2.4-37 - Principais poluentes atmosféricos previstos a serem emitidos pelo FPSO BW Cidade de São Vicente	168/189
Tabela II.2.4-38 - Principais poluentes atmosféricos previstos a serem emitidos pelo FPSO Dynamic Producer	171/189

TABELA OU QUADRO	PÁG
Tabela II.2.4-39 - Principais poluentes atmosféricos previstos a serem emitidos pelo FPSO Genérico.	174/189
Tabela II.2.4-40 - Distribuição das aeronaves locadas no Aeroporto de Jacarepaguá.	183/189
Quadro II.2.4-1 - Lista de equipamentos do terminal da Bric Brazilian Intermodal	179/189

FIGURAS

FIGURA	PÁG
Figura II.2.1-1 - O FPSO BW Cidade de São Vicente.	10/189
Figura II.2.1-2 - O FPSO Dynamic Producer.	10/189
Figura II.2.1-3 - O FPSO Cidade de Angra dos Reis.	11/189
Figura II.2.1-4 - Percentuais de produção do mês de maio de 2010 das principais Unidades de Negócios de E&P da PETROBRAS no Brasil, e a estimativa de produção dos TLDs objetos desse Estudo, no Pólo Pré-Sal, Bacia de Santos.	17/189
Figura II.2.1-5 - Percentuais de produção do mês de maio de 2010 das principais Unidades de Negócios de E&P da PETROBRAS no Brasil, e a estimativa de produção dos Pilotos de Guará e de Tupi Nordeste e do DP de Iracema	19/189
Figura II.2.4-1 - Diagrama esquemático do processo de separação e tratamento de óleo, água produzida e gás no FPSO BW Cidade de São Vicente	53/189
Figura II.2.4-2 - Fluxograma esquemático do Sistema do Flare (Tocha)	56/189
Figura II.2.4-3 - Exemplo de operação de transferência de óleo in tandem.	58/189
Figura II.2.4-4 - Diagrama esquemático do processo de separação e tratamento de óleo e gás no FPSO Dynamic Producer.	65/189
Figura II.2.4-5 - Diagrama esquemático do processo de separação e tratamento de óleo, água produzida e gás no FPSO Genérico	77/189
Figura II.2.4-6 - Fluxograma esquemático da planta de tratamento de água de injeção do FPSO Genérico.	80/189
Figura II.2.4-7 - Estaca do tipo torpedo	88/189
Figura II.2.4-8 - Foto das embarcações de suporte Maersk Boulder (esq) e Far Senior (dir), que poderão ser utilizadas na instalação da ancoragem do FPSO BW Cidade de São Vicente.	89/189
Figura II.2.4-9 - Esquema da configuração da linha pré-lançada com torpedo e manilha de espera do gancho KS (Fase 1).	90/189
Figura II.2.4-10 - Ilustração da Fase (2) de instalação de ponto de ancoragem.	91/189
Figura II.2.4-11 - Esquema do sistema de ancoragem das linhas de fluxo.	94/189
Figura II.2.4-12 - Esquema de funcionamento do Sistema de Posicionamento Dinâmico.	95/189

Figura II.2.4-13 - Desenho esquemático das Unidades de Tratamento de Esgotos	111/189
Figura II.2.4-14 - Fluxograma de tratamento de água produzida previsto para o FPSO Genérico.	115/189
Figura II.2.4-15 - Curva de produção de óleo para os Pilotos e Desenvolvimento de Produção das Áreas do Pólo Pré-Sal	121/189
Figura II.2.4-16 - Curva de produção de gás para os Pilotos e Desenvolvimento de Produção das Áreas do Pólo Pré-Sal	121/189
Figura II.2.4-17 - Curva de produção de água para os Pilotos e Desenvolvimento de Produção das Áreas do Pólo Pré-Sal	122/189
Figura II.2.4-18 - Estrutura de uma linha flexível.	128/189
Figura II.2.4-19 - Vista da seção transversal de um Umbilical Eletro-Hidráulico.	131/189
Figura II.2.4-20 - Esquema representativo de uma ANM convencional (não horizontal).	133/189
Figura II.2.4-21 - Sistema EPR.	141/189
Figura II.2.4-22 - Vista da seção transversal de um Umbilical Anular Eletro-Hidráulico.	142/189
Figura II.2.4-23 - Método “S-Lay” de lançamento de dutos.	150/189
Figura II.2.4-24 - Método “J-Lay” de lançamento de dutos.	151/189
Figura II.2.4-25 - Foto ilustrativa de veículo de operação remota (ROV) antes de lançamento (à esquerda) e em operação (à direita).	154/189
Figura II.2.4-26 - Vista aérea da Bric Brazilian Intermodal, no município do Rio de Janeiro.	177/189
Figura II.2.4-27 - Área de armazenamento temporário de resíduos e área de apoio.	180/189
Figura II.2.4-28 - Vista aérea do Aeroporto de Jacarepaguá	183/189
Figura II.2.4-29 - Vista aérea do Aeroporto de Itanhaém.	184/189

ANEXOS

Anexo II.2.4-1 - Certificados FPSO BW
Anexo II.2.4-2 - FISPQs
Anexo II.2.4-3 - Testes de Toxicidade
Anexo II.2.4-4 - LO Bases de Apoio

II.2 - CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE

II.2 - CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE

II.2.1 - Apresentação

Os Projetos Integrados de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural apresentados neste estudo, contemplam atividades de Testes de Longa Duração (TLDs), Pilotos e Desenvolvimento da Produção, a serem desenvolvidos nos Blocos BM-S-8, BM-S-9, BM-S-10, BM-S-11, BM-S-21 e BM-S-24, localizados no Pólo Pré-Sal, Bacia de Santos

Neste estudo são apresentadas informações sobre 15 (quinze) Testes de Longa Duração (TLDs), nos blocos BM-S-8, BM-S-9, BM-S-10, BM-S-11, BM-S-21 e BM-S-24; 2 (dois) Pilotos de Produção, nas áreas de Guará (bloco BM-S-9) e Tupi NE (bloco BM-S-11); e 01 (um) Desenvolvimento de Produção (DP), na área de Iracema (bloco BM-S-11).

II.2.1.A - Objetivos da Atividade

Objetivos das Atividades dos Testes de Longa Duração (TLDs)

Os Testes de Longa Duração (TLDs) a serem realizados no Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos tem como objetivo testar a capacidade dos reservatórios através da produção de poços já perfurados, de forma a permitir, por meio da produção de longa duração, mensurar o comportamento da pressão de fundo do reservatório e das vazões de produção de óleo e gás durante todo o período de teste, que pode durar até 06 (seis) meses por TLD, e, com isso, buscar os seguintes objetivos:

- Avaliar o desempenho de produção em longo tempo;
- Avaliar a comunicação hidráulica vertical e lateral nos reservatórios Rife e Sag;
- Avaliar a coleta e escoamento submarino de óleo parafínico;
- Avaliar a existência de mecanismos de danos à formação (incrustações de CaCO₃, parafinas etc.);

- Coletar informações mais confiáveis dos teores de contaminantes (principalmente de H₂S), do índice de produtividade dos poços, das curvas de permeabilidade relativa e dos volumes *in-place*;
- Verificar a modelagem geológica e de fluxo adotadas, de forma a embasar as previsões de comportamento no projeto de produção para a área.

Com isso, reduzem-se as incertezas nesses modelos, decorrentes, por exemplo, da melhor aferição da comunicação hidráulica lateral e vertical no reservatório.

As locações indicadas para a realização dos Testes de Longa Duração (TLDs), num total de 15 (quinze) previstos, serão realizados nos blocos exploratórios indicados abaixo.

Tabela II.2.1-1- Locações indicadas para os TLDs

Bloco	Área	Locação
BM-S-8	Bem-te-vi	Biguá
BM-S-9	Carioca	NE Carioca
	Guará	Guará Norte
BM-S-10	Parati	Locação A
		Locação B
BM-S-11	Tupi	Tupi Norte
		Tupi Central
		Tupi Alto Careca
		Tupi Sul
		Iracema Norte
	Iara	Iara Horst
		Iara Oeste
BM-S-21	Caramba	Caramba Oeste
BM-S-24	Júpiter	Bracuhi
		Júpiter NE

Para a realização dos TLDs na área do Pré-Sal da Bacia de Santos serão utilizadas 2 (duas) Unidades Estacionárias de Produção (UEP) do tipo FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading*): o FPSO BW Cidade de São Vicente e o FPSO *Dynamic Producer*.

Objetivos das Atividades dos Pilotos de Produção e Escoamento de Óleo e Gás

Os Pilotos de Produção e Escoamento tem como objetivos principais avaliar o comportamento da produção e da injeção de água e gás (de forma alternada), em reservatórios carbonáticos de origem microbiana e bioclásticos, além de buscar:

- Avaliar o desempenho da injeção de água e gás alternadamente;
- Avaliar o comportamento da pressão do reservatório;
- Avaliar o escoamento submarino do óleo parafínico através de linhas flexíveis dotadas de isolamento térmico;
- Avaliar o comportamento de deposição de incrustações, tais como: carbonato de cálcio, asfaltenos e sulfato de bário. Ajustar as modelagens geológica e de fluxo adotadas;

Desta forma será possível ter mais confiabilidade para o planejamento do desenvolvimento definitivo destas áreas.

Os Pilotos de Produção e Escoamento de óleo e gás serão realizados nas áreas de Guará, localizada no Bloco BM-S-9, e Tupi Nordeste (NE), localizada no Bloco BM-S-11, Bacia de Santos;

Objetivos das Atividades de Desenvolvimento de Produção

O projeto de Desenvolvimento de Produção de Iracema (DP de Iracema) objetiva desenvolver a produção e o escoamento de óleo e gás na área de Iracema (BM-S-11), na Bacia de Santos. O desenvolvimento de Iracema será baseado nos conhecimentos acumulados com os Pilotos de Produção implementados no BM-S-11 (Tupi e Tupi NE), conjugados com os dados adquiridos com as perfurações de poços exploratórios e ADRs e com a realização do Teste de Longa Duração no poço RJS-647. Por se tratar do primeiro módulo do desenvolvimento de Iracema, este projeto também tem como principais objetivos avaliar o comportamento da produção e da injeção de água em reservatórios carbonáticos de origem microbiana e bioclásticos, além de buscar:

- Avaliar o comportamento da pressão do reservatório;
- Avaliar o escoamento submarino do óleo parafínico através de linhas flexíveis dotadas de isolamento térmico;
- Avaliar o comportamento de deposição de incrustações, tais como: carbonato de cálcio, asfaltenos e sulfato de bário;
- Ajustar as modelagens geológica e de fluxo adotadas.

II.2.1.B - Localização e Limites dos Blocos

A área do Pré-Sal está localizada na porção central da Bacia de Santos, em frente aos estados de São Paulo e Rio de Janeiro, aonde estão localizados os Blocos BM-S-8 (Bem-te-vi), BM-S-9 (Guará e Carioca), BM-S-10 (Parati), BM-S-11 (Tupi e Iara), BM-S-21 (Caramba) e BM-S-24 (Júpiter).

O **Mapa II.2.1.B-1** apresentado no final desta seção, mostra a localização das atividades a serem realizadas nas áreas do Pré-Sal da Bacia de Santos (TLDs, Pilotos e Desenvolvimento de Produção). As coordenadas geográficas desses blocos onde se pretende desenvolver as atividades supracitadas estão apresentadas a seguir:

Bloco BM-S-8

A área de Bem-te-vi (Bloco BM-S-8) localiza-se a cerca de 250 km da costa, em uma lamina d'água de aproximadamente 2.144 m. A **Tabela II.2.1-2** apresenta as coordenadas geográficas dos vértices dessa área.

Tabela II.2.1-2 - Coordenadas da Área de Bem-te-vi (Datum SAD-69) – Bloco BM-S-8.

Vértices	Latitude	Longitude
Ponto 1	25° 59' 54,17" S	44° 15' 2,62" W
Ponto 2	25° 55' 1,98" S	44° 15' 2,62" W
Ponto 3	25° 55' 1,98" S	44° 11' 8,80" W
Ponto 4	25° 52' 29,14" S	44° 11' 8,80" W
Ponto 5	25° 52' 29,14" S	44° 7' 37,46" W
Ponto 6	25° 47' 27,96" S	44° 7' 37,46" W
Ponto 7	25° 45' 6,43" S	44° 3' 57,13" W
Ponto 8	25° 45' 6,43" S	44° 3' 57,13" W
Ponto 9	25° 45' 6,43" S	43° 59' 54,45" W
Ponto 10	25° 29' 58,39" S	43° 59' 54,45" W

Bloco BM-S-9

No Bloco BM-S-9 estão localizadas as Áreas de Guará e Carioca. A Área de Guará está localizada a cerca de 310 km da costa, em lâmina d'água em torno de 2.141 m, enquanto a Área de Carioca encontra-se a cerca de 280 km da costa, em lâmina d'água de aproximadamente 2.200 m.

As coordenadas da Área de Guará (Bloco BM-S-9) estão apresentadas na **Tabela II.2.1-3.**

Tabela II.2.1-3 - Coordenadas da Área de Guará (Datum SAD-69) – Bloco BM-S-9.

Vértices	Latitude	Longitude
1	25° 37' 30,00" S	43° 11' 15,00" W
2	25° 37' 30,00" S	43° 7' 30,00" W
3	25° 47' 30,00" S	43° 7' 30,00" W
4	25° 47' 30,00" S	43° 11' 15,00" W
5	25° 55' 0,00" S	43° 11' 15,00" W
6	25° 55' 0,00" S	43° 15' 0,00" W
7	25° 42' 30,00" S	43° 15' 0,00" W
8	25° 42' 30,00" S	43° 11' 15,00" W

As coordenadas da Área de Carioca (Bloco BM-S-9) estão apresentadas na **Tabela II.2.1-4.**

Tabela II.2.1-4 - Coordenadas da Área de Carioca (Datum SAD-69) – Bloco BM-S-9.

Vértices	Latitude	Longitude
Ponto 1	25° 59' 52,88" S	43° 22' 32,09" W
Ponto 2	25° 59' 54,35" S	43° 45' 9,42" W
Ponto 3	25° 47' 23,89" S	43° 45' 10,33" W
Ponto 4	25° 47' 23,89" S	43° 41' 13,57" W
Ponto 5	25° 49' 50,99" S	43° 41' 13,57" W
Ponto 6	25° 49' 50,99" S	43° 37' 30,86" W
Ponto 7	25° 44' 56,79" S	43° 37' 30,86" W
Ponto 8	25° 44' 56,79" S	43° 33' 52,13" W
Ponto 9	25° 29' 58,28" S	43° 33' 52,13" W
Ponto 10	25° 29' 58,28" S	43° 30' 5,451" W
Ponto 11	25° 27' 27,20" S	43° 30' 5,451" W
Ponto 12	25° 27' 27,20" S	43° 22' 40,04" W
Ponto 13	25° 34' 52,48" S	43° 22' 40,04" W
Ponto 14	25° 34' 52,48" S	43° 26' 10,82" W
Ponto 15	25° 39' 58,61" S	43° 26' 10,82" W
Ponto 16	25° 39' 58,61" S	43° 22' 40,04" W
Ponto 17	25° 44' 56,79" S	43° 22' 40,04" W
Ponto 18	25° 44' 56,79" S	43° 18' 49,38" W
Ponto 19	25° 57' 20,25" S	43° 18' 49,38" W
Ponto 20	25° 57' 20,25" S	43° 22' 32,09" W

Bloco BM-S-10

A Área de Parati está localizada no Bloco BM-S-10, a aproximadamente 250 km da costa, em lâmina d'água em torno de 2.160 m. As coordenadas dessa área estão apresentadas abaixo na **Tabela II.2.1-5**.

Tabela II.2.1-5 - Coordenadas da Área de Parati (Datum SAD-69) - Bloco BM-S-10.

Vértices	Latitude	Longitude
Ponto 1	25° 27' 27,20" S	43° 22' 40,04" W
Ponto 2	25° 27' 27,20" S	43° 30' 5,45" W
Ponto 3	25° 9' 58,60" S	43° 30' 5,45" W
Ponto 4	25° 9' 58,60" S	43° 26' 13,07" W
Ponto 5	24° 54' 53,83" S	43° 26' 13,80" W
Ponto 6	24° 54' 53,83" S	43° 14' 59,03" W
Ponto 7	25° 2' 23,07" S	43° 14' 59,03" W
Ponto 8	25° 2' 23,07" S	43° 11' 19,78" W
Ponto 9	25° 14' 52,51" S	43° 11' 19,78" W
Ponto 10	25° 14' 52,51" S	43° 22' 34,25" W
Ponto 11	25° 27' 27,20" S	43° 22' 34,25" W

Bloco BM-S-11

No Bloco BM-S-11 estão localizadas as Áreas de Tupi e Iara. A Área de Tupi está localizada a cerca de 280 km da costa, em lâmina d'água em torno de 2.200 m, enquanto a Área de Iara encontra-se a cerca de 227 km da costa, em lâmina d'água de aproximadamente 2.223 m.

As coordenadas da Área de Tupi (BM-S-11) estão apresentadas na **Tabela II.2.1-6**.

Tabela II.2.1-6 - Coordenadas da Área de Tupi (Datum SAD-69) – Bloco BM-S-11.

Vértices	Latitude	Longitude
Ponto 1	25° 40' 0" S	42° 48' 45" W
Ponto 2	25° 40' 0" S	43° 0' 0" W
Ponto 3	25° 34' 60" S	43° 0' 0" W
Ponto 4	25° 34' 60" S	43° 3' 45" W
Ponto 5	25° 32' 30" S	43° 3' 45" W
Ponto 6	25° 32' 30" S	43° 0' 0" W
Ponto 7	25° 19' 60" S	43° 0' 0" W
Ponto 8	25° 19' 60" S	42° 56' 15" W
Ponto 9	25° 12' 30" S	42° 56' 15" W
Ponto 10	25° 12' 30" S	43° 0' 0" W
Ponto 11	25° 10' 0" S	43° 0' 0" W
Ponto 12	25° 10' 0" S	43° 3' 45" W
Ponto 13	25° 4' 60" S	43° 3' 45" W
Ponto 14	25° 4' 60" S	42° 48' 45" W
Ponto 15	25° 7' 30" S	42° 48' 45" W
Ponto 16	25° 7' 30" S	42° 45' 0" W
Ponto 17	25° 12' 30" S	42° 45' 0" W
Ponto 18	25° 12' 30" S	42° 41' 15" W
Ponto 19	25° 15' 0" S	42° 41' 15" W
Ponto 20	25° 15' 0" S	42° 37' 30" W
Ponto 21	25° 17' 30" S	42° 37' 30" W
Ponto 22	25° 17' 30" S	42° 33' 45" W
Ponto 23	25° 22' 30" S	42° 33' 45" W
Ponto 24	25° 22' 30" S	42° 37' 30" W
Ponto 25	25° 25' 0" S	42° 37' 30" W
Ponto 26	25° 25' 0" S	42° 41' 15" W
Ponto 27	25° 32' 30" S	42° 41' 15" W
Ponto 28	25° 32' 30" S	42° 45' 0" W
Ponto 29	25° 37' 30" S	42° 45' 0" W
Ponto 30	25° 37' 30" S	42° 48' 45" W

As coordenadas da Área de Iara (BM-S-11) são apresentadas na **Tabela II.2.1-7**.

**Tabela II.2.1-7 - Coordenadas da Área de Iara (Datum SAD-69)
– Bloco BM-S-11.**

Vértices	Latitude	Longitude
Ponto 1	25° 2' 19,43" S	42° 30' 6,32" W
Ponto 2	25° 2' 19,43" S	42° 45' 0,66" W
Ponto 3	24° 57' 27,39" S	42° 45' 1,70" W
Ponto 4	24° 57' 27,39" S	42° 41' 24,13" W
Ponto 5	24° 54' 52,24" S	42° 41' 24,13" W
Ponto 6	24° 54' 52,24" S	42° 30' 6,32" W

Bloco BM-S-21

A Área de Caramba está localizada no Bloco BM-S-21, a cerca de 300 km da costa, em lâmina d'água na faixa de 2.239 m. As coordenadas dessa área estão apresentadas abaixo na **Tabela II.2.1-8**.

**Tabela II.2.1-8 - Coordenadas da Área de Caramba (Datum
SAD-69) – Bloco BM-S-21.**

Vértices	Latitude	Longitude
1	26° 0' 0,00" S	44° 11' 15,00" W
2	26° 0' 0,00" S	43° 56' 15,00" W
3	26° 20' 0,00" S	43° 56' 15,00" W
4	26° 20' 0,00" S	44° 7' 30,00" W
5	26° 17' 30,00" S	44° 7' 30,00" W
6	26° 17' 30,00" S	44° 11' 15,00" W
7	26° 15' 0,00" S	44° 11' 15,00" W
8	26° 15' 0,00" S	44° 15' 0,00" W
9	26° 2' 30,00" S	44° 15' 0,00" W
10	26° 2' 30,00" S	44° 11' 15,00" W

Bloco BM-S-24

A Área de Júpiter está localizada no Bloco BM-S-24, a cerca de 254 km da costa, em lâmina d'água em torno de 2.200 m. As coordenadas dessa área estão apresentadas na **Tabela II.2.1-9**.

**Tabela II.2.1-9 - Coordenadas da Área de Júpiter (Datum
SAD-69) – Bloco BM-S-24**

Vértices	Latitude	Longitude
Ponto 1	25° 37' 31,32" S	42° 18' 50,42" W
Ponto 2	25° 37' 31,32" S	42° 29' 59,88" W
Ponto 3	25° 9' 59,62" S	42° 30' 5,26" W
Ponto 4	25° 9' 59,62" S	42° 26' 17,81" W
Ponto 5	25° 17' 23,87" S	42° 26' 17,81" W
Ponto 6	25° 17' 23,87" S	42° 22' 30,35" W
Ponto 7	25° 9' 59,62" S	42° 22' 30,35" W
Ponto 8	25° 9' 59,621" S	42° 18' 53,43" W
Ponto 9	25° 17' 23,87" S	42° 18' 53,43" W
Ponto 10	25° 17' 23,87" S	42° 14' 59,66" W
Ponto 11	25° 12' 29,11" S	42° 14' 59,66" W
Ponto 12	25° 12' 29,11" S	42° 11' 15,59" W
Ponto 13	25° 9' 59,62" S	42° 11' 15,59" W
Ponto 14	25° 9' 59,62" S	42° 7' 40,78" W
Ponto 15	25° 19' 55,40" S	42° 7' 40,78" W
Ponto 16	25° 19' 55,40" S	42° 11' 15,59" W
Ponto 17	25° 34' 50,31" S	42° 11' 15,59" W
Ponto 18	25° 34' 50,31" S	42° 14' 58,76" W
Ponto 19	25° 29' 56,80" S	42° 14' 58,76" W
Ponto 20	25° 29' 56,804" S	42° 18' 50,42" W

II.2.1.C - Localização das Unidades de Produção, Poços e Dutos

Serão utilizados 2 (dois) FPSOs para a realização dos Testes de Longa Duração, o FPSO BW Cidade de São Vicente (**Figura II.2.1-1**), e o FPSO *Dynamic Producer* (**Figura II.2.1-2**), sendo que cada unidade será interligada a 1 (um) poço de cada vez para realização dos TLDs.

Para os Pilotos e Desenvolvimento de Produção serão utilizados outros FPSOs, que encontram-se em processo de contratação. Estas unidades estão representadas neste estudo pelo FPSO Cidade de Angra dos Reis (**Figura II.2.1-3**), descrito e denominado neste estudo como FPSO Genérico, plataforma similar às que serão afretadas para o desenvolvimento de tais atividades.



Figura II.2.1-1 - O FPSO BW Cidade de São Vicente.



Figura II.2.1-2 - O FPSO Dynamic Producer.

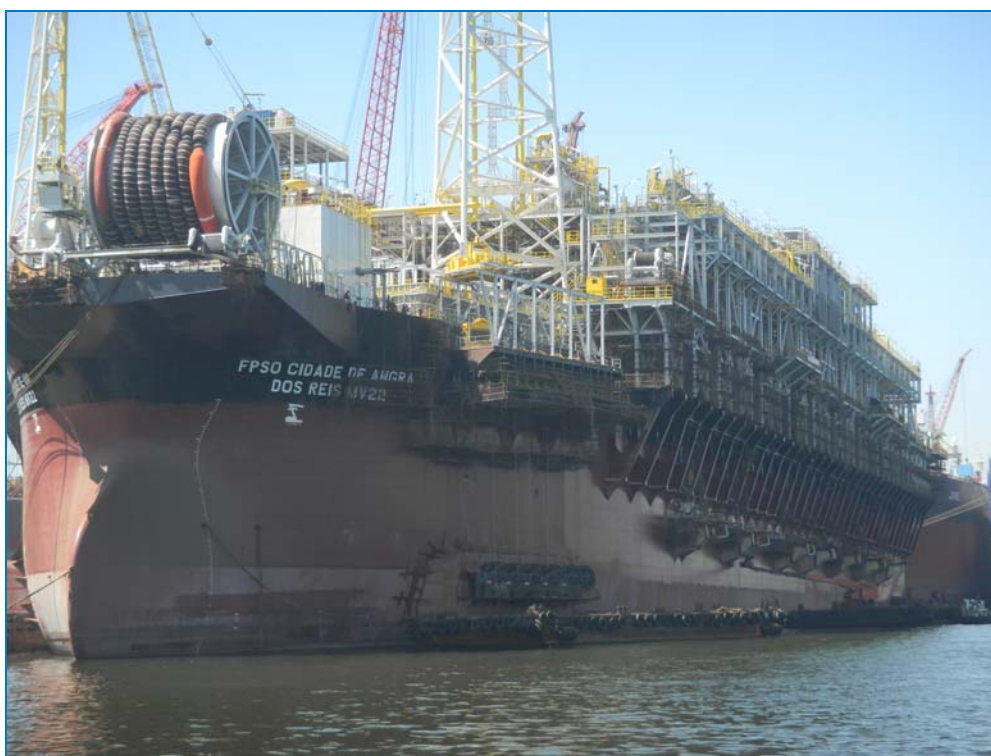


Figura II.2.1-3 - O FPSO Cidade de Angra dos Reis.

A Tabela II.2.1-10 lista as diferentes locações onde serão instaladas as UEPs para a realização de cada TLD. Já as localizações dos FPSOs que atuarão nos Pilotos e Desenvolvimento de Produção são apresentadas na Tabela II.2.1-11.

Tabela II.2.1-10 - Localização das UEPs que realização os Testes de Longa Duração

FPSO Dynamic Producer					
TLD	Bloco	Área	Latitude*	Longitude*	Lâmina d'Água (m)
Biguá	BM-S-8	Bem-te-vi	25° 48' 19,02" S	43° 50' 57,24 W	2.172
NE Carioca	BM-S-9	Carioca	25° 31' 40,23" S	43° 26' 16,81" W	2.200
Guará Norte	BM-S-9	Guará	25° 41' 13,25" S	43° 10' 29,60" W	2.118
Parati Loc A	BM-S-10	Parati	25° 12' 39,69" S	43° 19' 47,55" W	2.160
Parati Loc B	BM-S-10	Parati	25° 12' 46,65" S	43° 23' 54,73" W	2.160
Iracema Norte	BM-S-11	Tupi	25° 07' 24,83" S	42° 53' 51,74" W	2.145
1-SPS-51 (Caramba Oeste)	BM-S-21	Caramba	26° 04' 51,81" S	44° 02' 1,43" W	2.239
Brachuhi	BM-S-24	Júpiter	25° 20' 38,14" S	42° 13' 41,69" W	2.236
FPSO BW Cidade de São Vicente					
TLD	Bloco	Área	Latitude*	Longitude*	Lâmina d'Água (m)
Júpiter NE	BM-S-24	Júpiter	25° 26' 57,54" S	42° 24' 12,39" W	2.200
Tupi Norte	BM-S-11	Tupi	25° 19' 12,00" S	42° 39' 36,00" W	2.145
Tupi Central	BM-S-11	Tupi	25° 29' 24,00" S	42° 45' 36,00" W	2.145
Tupi Sul	BM-S-11	Tupi	25° 38' 09,57" S	42° 55' 06,66" W	2.145
Tupi Alto Careca	BM-S-11	Tupi	25° 31' 47,62" S	42° 45' 53,63" W	2.220
Iara Horst	BM-S-11	Iara	25° 0' 6,6" S	42° 32' 7,7" W	2.193
Iara Oeste	BM-S-11	Iara	25° 00' 02,14" S	42° 42' 23,17" W	2.193

* Datum: SAD 69

Tabela II.2.1-11 - Localização das UEPs que atuarão nos Pilotos e Desenvolvimento de Produção e Escoamento

FPSOs a definir					
Projeto	Bloco	Área	Latitude	Longitude	Lâmina d'Água
Piloto de Guará	BM-S-9	Guará	25° 49' 00,55" S	43° 16' 34,93" W	2.141 m
Piloto de Tupi Nordeste	BM-S-11	Tupi	25° 22' 04,48" S	42° 45' 29,70" W'	2.115 m
DP de Iracema	BM-S-11	Tupi	25° 10' 40,14" S	42° 53' 04,11" W'	2.200 m

*Datum SAD-69

II.2.1.D - Poços que serão Interligados aos FPSOs

São apresentadas, a seguir, informações referentes aos poços que serão interligados aos FPSOs para realização dos TLDs, Pilotos e Desenvolvimento de Produção na área do Pré-Sal da Bacia de Santos, como localização geográfica dos poços, lâmina d'água, diâmetro do revestimento e intervalo das fases, bem como tipo de surgência.

Poços indicados para realização dos Testes de Longa Duração

A localização prevista para os poços indicados à realização dos Testes de Longa Duração no Pólo Pré-sal da Bacia de Santos, foi apresentada anteriormente na **Tabela II.2.1-10 (subitem II.2.1.C)** para cada FPSO.

As características dos poços como intervalo das fases, diâmetro do revestimento de cada fase, inclinação e tipo de produção são apresentadas na **Tabela II.2.1-12**. Nesta tabela são apresentadas as informações do poço 3-SPS-69, locação Guará Norte, já perfurado e as informações de 2 (dois) poços tipo, representativas para as áreas de estudo.

Tabela II.2.1-12 – Informações referentes aos poços que serão interligados aos FPSOs que realizarão os TLDs.

Bloco	Área	Poço	Lâmina d'água (m)	Fase	Diâmetro (pol)	Diâmetro do Revestimento (pol)	Intervalo (m)		Inclinação (graus)	Tipo de Produção
							Inicial (m)	Final (m)		
BM-S-9	Guará	Guará Norte	2.118	1	36"	30"	2.143,4	2.231,4	0	Surgência natural
				2	26"	20"	2.231,4	3.436	2,8	
				3	17 ½"	14 x 13 5/8 x 13 3/8"	3.436	4.952	1,9	
				4	12 ¼"	10 ¾ x 9 5/8"	4.925	5.324	0	
Poço-tipo 1			2.145	1	42"	36"	2177	2237	0	Surgência natural
				2	28"	22"	2237	3005	0	
				3	17 ½"	14 x 13 5/8 x 13 3/8"	3005	4841	0	
				4	12 ¼"	10 ¾" x 9 5/8"	4841	5204	0	
Poço-tipo 2			2.145	1	42"	36"	2177	2237	0	Surgência natural
				2	28"	22"	2237	2800	0	
				3	17 ½ x 22"	18"	2800	3370	0	
				4	14 ¾" x 17 ½"	14 x 13 5/8 x 13 3/8"	3370	4865	0	
				5	12 ¼"	9 5/8"	4865	5275	0	

Poços Envolvidos no Piloto de Produção e Escoamento da Área de Guará

O Projeto Piloto de Guará prevê a interligação de 12 (doze) poços: 9 (nove) produtores (com previsão de 2 (dois) deles serem posteriormente convertidos em poços de injeção); 1 (um) injetor WAG–*Water Alternate Gas* (método de injeção alternada de água e gás); e 2 (dois) injetores de gás (com previsão de posterior desligamento de 1 (um) deles).

Devido ao projeto ainda estar na fase de estudos e avaliação, além dos 12 (doze) poços citados acima, foram identificados 8 (oito) poços (P10, P11, P12, I4, I5, I6, I7 e I8) que poderão ser utilizados dependendo dos resultados da avaliação da produção na Área de Guará. Esses poços são chamados de poços espera.

A **Tabela II.2.1-13** e a **Tabela II.2.1-14** apresentam as informações preliminares sobre os poços envolvidos no Piloto de Produção e Escoamento da Área de Guará.

Tabela II.2.1-13 - Características gerais dos poços a serem utilizados no Projeto Piloto de Guará

Poço	Fase	Diâmetro (pol)	Diâmetro do Revestimento (pol)	Intervalo (m)		Inclinação (graus)	Tipo de Produção
				Inicial (m)	Final (m)		
Produtor, Injetor de gás ou Injetor WAG	1	36"	30"	2.173	2.246	0	Surgência natural, injeção de gás ou injeção WAG
	2	26"	20"	2.246	3.483	0	
	3	17 ½"	14"x13 5/8"x 13 3/8"	3.483	5.018	0	
	4	12 ¼"	10 ¾" x 9.5/8"	5.018	5.460	0	

Tabela II.2.1-14 - Localização preliminar e lâmina d'água dos poços a serem utilizados no Projeto Piloto de Guará

Poço	Coordenadas Geográficas (Datum SAD69)		Lâmina d'água (m)
	Latitude	Longitude	
P1 (poço produtor)	25° 49' 30.31650" S	43° 14' 00.55536" W	2.144
P2 (poço produtor)	25° 50' 19.54662" S	43° 14' 08.15599" W	2.145
P3 (poço produtor)	25° 48' 13.46370" S	43° 13' 42.38037" W	2.144
P4 (poço produtor)	25° 47' 27.57772" S	43° 13' 13.26736" W	2.133
P5 (poço produtor)	25° 46' 28.07624" S	43° 13' 05.57706" W	2.120
P6 (poço produtor)	25° 50' 52.21158" S	43° 14' 24.55141" W	2.147
P7 (poço produtor)	25° 49' 47.94445" S	43° 13' 48.33572" W	2.143
P8 (poço produtor)	25° 51' 43.44620" S	43° 14' 36.68780" W	2.150
P9 (poço produtor)	25° 51' 47.53005" S	43° 13' 18.39417" W	2.159
P10 (injetor de gás ou WAG)	25° 41' 13.44398" S	43° 10' 34.75026" W	2.123
P11 (injetor de gás ou WAG)	25° 42' 42.37069" S	43° 11' 12.10244" W	2.155
P12 (injetor de gás ou WAG)	25° 52' 19.64466" S	43° 14' 20.20287" W	2.159

Poços Envolvidos no Piloto de Produção e Escoamento da Área de Tupi Nordeste

O Projeto Piloto de Tupi Nordeste prevê a interligação de 20 (vinte) poços, dos quais 10 (dez) serão produtores, 3 (três) produtores que serão convertidos posteriormente em injetores WAG, 5 (cinco) injetores WAG, e 2 (dois) poços injetores de gás.

Devido ao projeto ainda estar na fase de estudos e avaliação das descobertas, a confirmação da quantidade de poços será realizada após os estudos adicionais ao longo do Projeto.

A **Tabela II.2.1-15** apresenta as informações preliminares sobre os poços envolvidos no Piloto de Produção e Escoamento da Área de Tupi Nordeste.

Tabela II.2.1-15 - Características gerais dos poços a serem utilizados no Projeto Piloto de Tupi NE.

Poço	Fase	Diâmetro (pol)	Diâmetro do Revestimento (pol)	Intervalo (m)		Inclinação (graus)	Tipo de Produção
				Inicial	Final		
Produtor, Injetor de gás ou Injetor WAG	1	42"	36"	2.177	2.237	0	Surgência natural, injeção de gás ou injeção WAG
	2	28"	22"	2.177	3.005	0	
	3	17 1/2"	14"x13 5/8"x 13 3/8"	2.177	4.841	0	
	4	12 1/4"	10 3/4" x 9. 5/8"	2.177	5.205	0	

As informações específicas, como coordenada e lâmina d'água, de cada poço envolvido no Piloto de Tupi Nordeste serão apresentadas posteriormente à CGPEG/IBAMA.

Poços Envolvidos no Projeto de Desenvolvimento de Produção de Iracema (DP de Iracema)

O Projeto de Desenvolvimento de Produção de Iracema é composto por 12 (doze) poços, dos quais 6 (seis) serão produtores e 6 (seis) serão injetores de água e gás. A confirmação da quantidade e do projeto dos poços será realizada após estudos adicionais ao longo do Projeto.

As informações específicas, como localização, lâmina d'água, profundidade final estimada por fases, diâmetro, inclinação, e tipo de produção, referentes a cada poço envolvido no DP de Iracema, serão apresentadas posteriormente à CGPEG/IBAMA.

II.2.1.E - Contribuição da Atividade para o Setor Industrial Petrolífero

Segundo dados da PETROBRAS, a produção média nacional de petróleo (óleo, condensado e gás natural) pela Empresa era de 2.020.152 bpd (barris por dia) em maio de 2010 (**Tabela II.2.1-16**). Fixando-se este volume para efeito comparativo, e considerando a produção em condições de pico de cada empreendimento, apresenta-se a seguir, na forma de histograma, o percentual de produção dos TLDs, Pilotos, e DP de Iracema em relação à produção nacional do mês de fevereiro de 2010 das principais Unidades de Negócios de Exploração & Produção da PETROBRAS no Brasil. O histograma facilita a visualização e permite comparar o percentual de contribuição das principais Unidades de Negócio da Empresa com o valor a ser produzido durante cada empreendimento integrante deste estudo.

Testes de Longa Duração (TLDs)

A estimativa de produção dos 15 (quinze) TLDs a serem realizados no Pólo Pré-Sal, Bacia de Santos, em condições de pico, é da ordem de 14.000 bpd por TLD. Tal estimativa representará em torno de 10,40% (210.000 bpd) de todo o petróleo produzido no Brasil, utilizando como referência a produção de maio de 2010 das principais Unidades de Negócios de E&P da PETROBRAS no país, conforme informado no parágrafo anterior.

Entretanto, destacamos que a vazão de produção dos TLDs está limitada a queima de gás autorizada pela ANP (500.000 m³/dia). Deste modo a vazão de produção nestes projetos pode variar de acordo com a razão gás – óleo (RGO) de cada campo.

Tabela II.2.1-16 – Vazões de produção das UNs da PETROBRAS (mai/2010).

UNs	Produção (bpd)	%
Total:	2.020.152	100%
UN-BC	609.344,00	30,16%
UN-ES	157.092,00	7,78%
UN-RIO	998.655,00	49,43%
UN-AM	55.767,00	2,76%
UN-RNCE	67.905,00	3,36%
UN-SEAL	54.235,00	2,68%
UN-BA	46.312,00	2,29%
UO-BS	27.290,00	1,35%
SIX	3.552,00	0,18%

A **Figura II.2.1-4** apresenta a comparação entre o percentual de contribuição das principais Unidades de Negócio da PETROBRAS e o valor a ser produzido durante a realização dos TLDs objetos deste Estudo, na Área do Pré-Sal, Bacia de Santos.

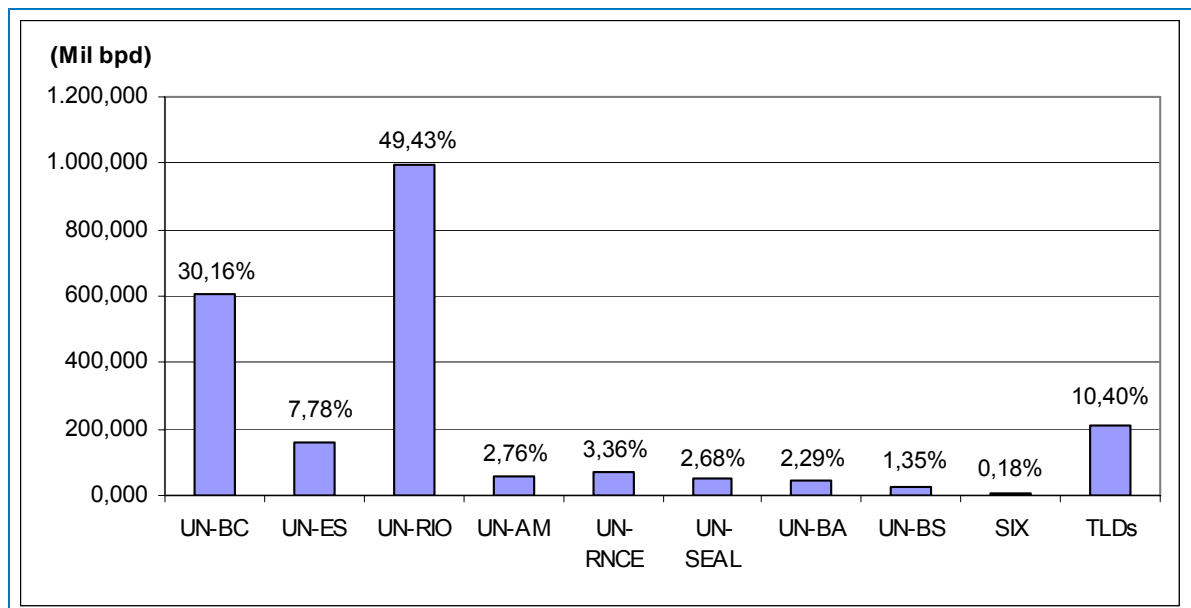


Figura II.2.1-4 - Percentuais de produção do mês de maio de 2010 das principais Unidades de Negócios de E&P da PETROBRAS no Brasil, e a estimativa de produção dos TLDs objetos desse Estudo, no Pólo Pré-Sal, Bacia de Santos.

UN-BC: Unidade de Negócios de Exploração e Produção da Bacia de Campos; UN-ES: Unidade de Negócios de Exploração e Produção do Espírito Santo; UN-RIO: Unidade de Negócios de Exploração e Produção do Rio de Janeiro; UN-AM: Unidade de Negócios de Exploração e Produção da Amazônia; UN-RNCE: Unidade de Negócios de Exploração e Produção do Rio Grande do Norte e Ceará; UN-SEAL: Unidade de Negócios de Exploração e Produção de Sergipe e Alagoas; UN-BA: Unidade de Negócios de Exploração e Produção da Bahia; UO-BS: Unidade de Operações de Exploração e Produção da Bacia de Santos; SIX: Unidade de Negócio da Industrialização do Xisto.

Pilotos dos Sistemas de Produção e Escoamento das Áreas de Guará e de Tupi Nordeste e Desenvolvimento de Produção e Escoamento da Área de Iracema

A vazão de produção esperada para os Pilotos de Produção nas áreas de Guará (bloco BM-S-9) e de Tupi Nordeste (bloco BM-S-11) é de aproximadamente 120.000 bpd (19.078 m³/d) e 3,2 MM m³/d de gás. Segundo esta estimativa, cada Piloto será responsável pela produção de aproximadamente 5,94% da produção de petróleo no Brasil (considerando a produção de maio de 2010, apresentada na **Tabela II.2.1-16**).

Já a produção prevista para o Projeto de Desenvolvimento da Produção de Iracema, é da ordem de 125.000 bpd e 6 MM m³/d de gás, o equivale a aproximadamente 6,19% da produção de petróleo no Brasil (considerando a produção de maio de 2010, apresentada na **Tabela II.2.1-16**).

A **Figura II.2.1-5** apresenta a comparação entre o percentual de contribuição das principais Unidades de Negócio da PETROBRAS com o valor de produção estimado de petróleo com a implantação dos Pilotos de Guará e de Tupi Nordeste e do Desenvolvimento de Produção de Iracema

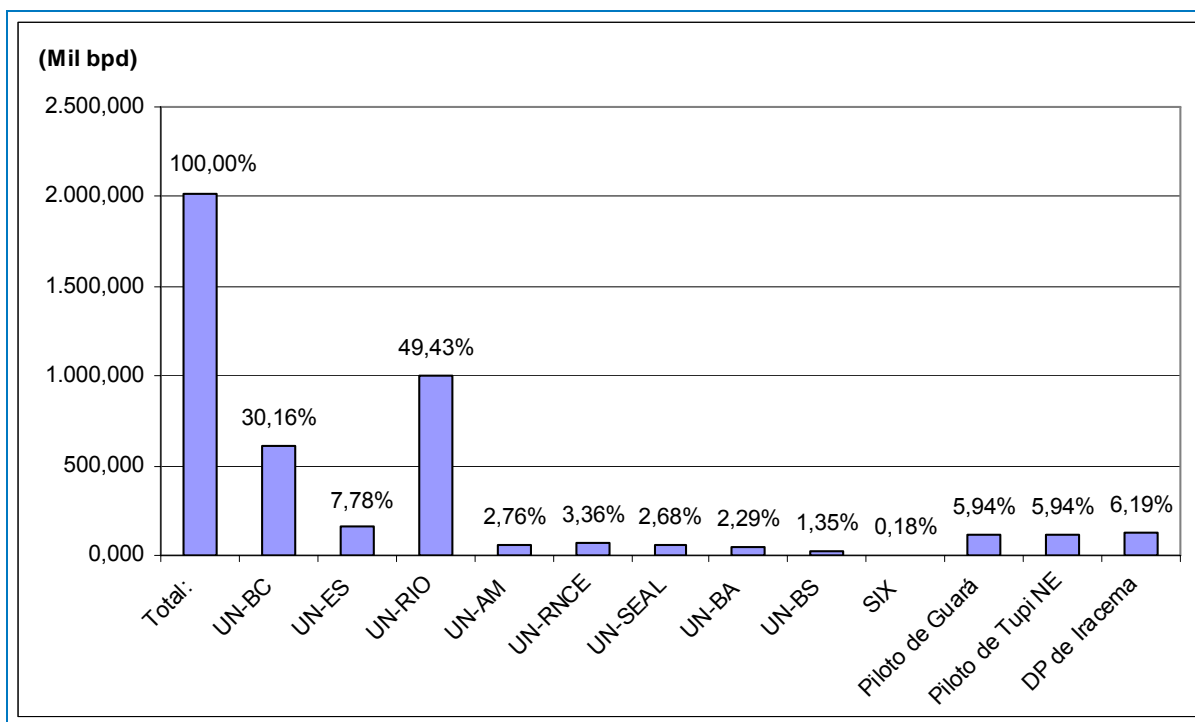


Figura II.2.1-5 - Percentuais de produção do mês de maio de 2010 das principais Unidades de Negócios de E&P da PETROBRAS no Brasil, e a estimativa de produção dos Pilotos de Guarã e de Tupi Nordeste e do DP de Iracema

UN-BC: Unidade de Negócios de Exploração e Produção da Bacia de Campos; UN-ES: Unidade de Negócios de Exploração e Produção do Espírito Santo; UN-RIO: Unidade de Negócios de Exploração e Produção do Rio de Janeiro; UN-AM: Unidade de Negócios de Exploração e Produção da Amazônia; UN-RNCE: Unidade de Negócios de Exploração e Produção do Rio Grande do Norte e Ceará; UN-SEAL: Unidade de Negócios de Exploração e Produção de Sergipe e Alagoas; UN-BA: Unidade de Negócios de Exploração e Produção da Bahia; UN-BS: Unidade de Operações de Exploração e Produção da Bacia de Santos; SIX: Unidade de Negócio da Industrialização do Xisto.

II.2.1.F - Cronograma Preliminar da Atividade

O cronograma previsto para os Projetos Integrados de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural no Pólo Pré-Sal, Bacia de Santos, está apresentado separadamente por projeto nas seguintes tabelas: **Tabela II.2.1-17** (TLDs), **Tabela II.2.1-18** (Piloto de Guarã), **Tabela II.2.1-19** (Piloto de Tupi NE) e **Tabela II.2.1-20** (Desenvolvimento de Produção de Iracema).

Tabela II.2.1-17 – Cronograma dos Projetos de TLDs do Pólo Pré-Sal, Bacia de Santos

FPSO Dynamic Producer	2011				2012				2013				2014				2015				2016															
	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
BMS-9 - NE CARIOCA (SPS-55)																																				
BMS-10 - PARATI (LOC B)																																				
BM-S- 8 - BIGUÁ																																				
BMS-9 - GUARÁ NORTE																																				
BMS-11 - IRACEMA NORTE																																				
BMS-24 - BRACUHI																																				
BMS-10 - PARATI (LOC A)																																				
BMS-21 - CARAMBA OESTE																																				

FPSO BW Cidade de São Vicente	2011				2012				2013				2014				2015				2016															
	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
BMS-11 - IARA HOSRT																																				
BMS-11 - TUPI CENTRAL																																				
BMS-11 - TUPI ALTO CARECA																																				
BMS-11 - IARA OESTE																																				
BMS-11 - TUPI NORTE																																				
BMS-11 - TUPI SUL																																				
BM-S-24 - JUPITER																																				

II.2.2 - Histórico

II.2.2.A - Histórico das Atividades Petrolíferas Realizadas Anteriormente nos Blocos

Bloco BM-S-8 (Bem-te-vi)

As atividades exploratórias da PETROBRAS na área do BM-S-8, localizado na porção central da Bacia de Santos, iniciaram-se no final da década de 90, com aquisição de aproximadamente 700 km de sísmica 2D. Em 2000, a PETROBRAS, a Shell e a Petrogal firmaram um consórcio e assinaram contrato de concessão do Bloco BM-S-8 junto à Agência Nacional de Petróleo e Biocombustíveis (ANP), sendo a PETROBRAS determinada como operadora do consórcio.

A fase exploratória do bloco teve início em 14/09/2000 e duração de 8 (oito) anos. O primeiro período exploratório, com duração de 3 (três) anos, foi caracterizado pelo programa exploratório mínimo original de 2.000 km de sísmica 2D, sendo cumprido com a realização de 4.864 km² de sísmica 3D. No fim do primeiro período foram devolvidos 50% do bloco, sendo retida uma área de 2.432,02 km².

O segundo período exploratório, que inicialmente teria duração de 3 (três) anos, teve seu prazo estendido até 08/08/2008. O programa exploratório mínimo original consistia na perfuração de dois poços rasos (até a FM. Itajaí-Açu), mas foi renegociado pela perfuração de um poço profundo (até o pré-sal). Em 2007/2008 foi realizada a perfuração deste poço, o 1-SPS-52A (1-BRSA-532A-SPS), o qual está localizado geograficamente a 250 km da costa, no Estado de São Paulo, em lâmina d'água de 2.137m, tendo atingido a profundidade final de 6.798 (-6.773m), dentro da parte superior do embasamento.

O poço 1-SPS-52A (1-BRSA-532A-SPS) confirmou a presença de carbonatos de natureza microbial na seção *Sag*, com hidrocarbonetos (basicamente calcilutitos com estrutura estromatolítica). Posicionado no flanco leste de um meio

graben típico desta parte da bacia, foram perfuradas fácies microbiais de baixa energia, as quais não apresentam boas condições permo-porosas. Não obstante estas limitações, foi possível, através de um tratamento de acidificação de matriz, extrair uma quantidade significativa de óleo de 25° API. Os resultados obtidos permitiram que fosse aprovado o plano de avaliação do bloco a fim de analisar e delimitar a acumulação de hidrocarbonetos nesta área.

O terceiro período exploratório originalmente tinha a duração de 2 (dois) anos e um programa exploratório mínimo original de 3 (três) poços. No entanto, a requisição do Plano de Avaliação para a área da descoberta foi encaminhada à ANP no final do segundo período exploratório. Dentro deste Plano de Avaliação, aprovado pela ANP em 12/05/2009, estão previstos a reinterpretação geológica e sísmica de toda a área; o Reprocessamento PSDM *wave equation* de toda área remanescente do bloco, 2.432 km² de sísmica 3D, firme, até o final de 2009; a Perfuração de 1 (um) Poço de Extensão do Poço1 (Poço2) contingente à presença de reservatórios com condições permo-porosas e à presença de HC no Poço1; a Perfuração de 1 (um) Poço Exploratório Contingente (Poço3) dependente da interpretação do PSDM; e TLD contingente ao resultado dos poços em 2012, no poço mais apropriado a ser definido.

Bloco BM-S-9 (Carioca e Guará)

As primeiras atividades exploratórias realizadas pela PETROBRAS na área do Bloco BM-S-9 iniciaram-se na década de 70, com aquisição de 572 km de sísmica 2D. Em 2001, a PETROBRAS, a BG e a REPSOL firmaram um consórcio e assinaram contrato de concessão do Bloco BM-S-9, junto à Agência Nacional de Petróleo e Biocombustíveis (ANP), com a determinação de que a PETROBRAS fosse a operadora do consórcio.

Entre 2001 e 2002, o consórcio adquiriu 3.765 km² de dados sísmicos da área do Bloco BM-S-9, obtidos através de dados geofísicos especulativos realizados pela empresa Veritas do Brasil LTDA.

Após análises geológicas e geofísicas da área inicial do Bloco BM-S-9, foram retidas 2 (duas) áreas em separado: Área de Carioca e Área de Guará. A primeira, com uma área de 1.620 km², congrega os altos estruturais delineados pela base da seqüência evaporítica (Formação Ariri) de Carioca, Abaré Oeste e Complexo Iguçu. Essa área foi avaliada pelo poço 4-BRSA-491-SPS (1-SPS-50 - Carioca), perfurado de abril a setembro de 2007, que teve como principal objetivo testar a presença de hidrocarbonetos em reservatórios carbonáticos do Membro Guaratiba, nos andares Alagoas (Formação Barra Velha) e Jiquiá (Formação Itapema). Como objetivos secundários, esse poço pretendia investigar a presença de reservatórios com hidrocarbonetos na seção inferior do Membro Guaratiba (Formação Piçarras) e o embasamento vulcânico. O poço confirmou a presença de reservatórios carbonáticos no andar Alagoas com hidrocarbonetos de óleo de 28° API. A descoberta propiciou a requisição de um Plano de Avaliação pelo consórcio junto à ANP, que reteve toda a área de 1.620 km², correspondendo a 43% da área original do Bloco BM-S-9. Já com relação ao andar de Jiquiá, a verificação da presença de água na seção de reservatório a ser explorada fez com que fosse cancelada a perfuração dos demais poços previstos para o local. Contudo, os objetivos secundários do poço 1-SPS-50 deverão ser avaliados durante o Plano de Avaliação. Em cumprimento a esse Plano, foi perfurado o poço firme 4-SPS-60 de janeiro a maio de 2009.

A segunda área exploratória do Bloco BM-S-9 (Área de Guará) retida pelo Consórcio encontra-se sobre o alto de Guará, uma estrutura em meio-graben também delineada pela base da seqüência evaporítica (Formação Ariri), situada na porção leste do bloco, cuja área é de aproximadamente 260 km². Essa área foi avaliada pelo poço 1-BRSA-594-SPS (1-SPS-55), no período de março a agosto de 2008, com os mesmos objetivos do poço 4-BRSA-491-SPS (1-SPS-50): testar a presença de hidrocarbonetos em reservatórios carbonáticos do Membro Guaratiba, nos andares Alagoas (Formação Barra Velha) e Jiquiá (Formação Itapema). Foram encontrados reservatórios carbonáticos em toda a seção dos andares Alagoas e Jiquiá e uma coluna de hidrocarboneto de aproximadamente 150m de extensão. Os resultados obtidos pela amostragem do fluido nessa coluna indicaram óleo na faixa de 28° a 30° API e levaram a proposição de outro

Plano de Avaliação à ANP, solicitando a retenção de uma área de 260 km², correspondente a cerca de 7% da área original do Bloco BM-S-9.

Dentro desse Plano de Avaliação, aprovado pela ANP em 18 de Julho de 2008, estão previstos um teste de formação (TFR), a ser realizado até o final de 2009, e um Teste de Longa Duração (TLD), com início até 01 de junho de 2012. Para esse TLD, está prevista a produção de aproximadamente 14 mil bbl por dia de óleo, e a queima de cerca de 500.000 m³/d de gás associado.

Bloco BM-S-10 (Parati)

O bloco BM-S-10 foi leiloadado na Segunda Rodada da ANP em 2000, tendo o consórcio formado pela PETROBRAS (Operadora – 50%), BG (25%) e Chevron (25%) vencido o certame licitatório, celebrando o contrato 48610.003885/2000.

Ao longo da fase exploratória houve a saída da Chevron e a entrada da Partex (10%), ficando a PETROBRAS com 65% e a BG com 25% do consórcio.

A perfuração poço 1-BRSA-329D-RJS, com início em 01 de janeiro de 2005 e término em 28 de outubro de 2006, marcou a primeira descoberta do pré-sal da Bacia de Santos.

Dando prosseguimento à avaliação exploratória, no dia 13 de abril de 2007, a PETROBRAS, na qualidade de Operadora do bloco BM-S-10, propôs o seguinte Plano de Avaliação (PA) para a descoberta do poço 1-BRSA-329A:

- Execução de PSDM sobre área de 750km²;
- Re-interpretação geológica e sísmica de toda a área;
- 01 (um) poço firme;
- 01 (um) poço contingente;
- Execução de um Teste de Longa Duração (TLD);
- Avanços tecnológicos;
- Declaração de Comercialidade (DC): 15 de abril de 2012.

No referido PA, foi apresentado um cronograma incluindo as atividades supracitadas ao longo dos 5 (cinco) anos de prazo do Plano de Avaliação, culminando com a Declaração de Comercialidade ao término do primeiro trimestre de 2012. O prazo para a perfuração do poço firme foi estipulado em até 31 de maio de 2010, enquanto o prazo para o poço contingente foi de 1 (um) ano a mais, em 31 de maio de 2011.

O poço descobridor 1-BRSA-329D-RJS está localizado geograficamente no Bloco BM-S-10, a 230 km da costa, no Estado do Rio de Janeiro, em lâmina d'água de aproximadamente 2.000 m. Este poço pioneiro tinha como objetivos principais testar anomalias de amplitude negativas em arenitos turbidíticos de idade Santoniano, Campaniano e Maastrichtiano, inseridos em uma mini-bacia formada pela mobilização do sal e arenitos fluviais de idade Jiquiá em trapa estrutural ao nível do topo do rifte. Os arenitos da seção pós-sal foram constatados aproximadamente de acordo com a previsão, mas sem a presença de hidrocarbonetos. Ao invés dos arenitos fluviais de idade Jiquiá serem confirmados, foi encontrada uma seção de basaltos e calcários microbiais intercalados.

Como resultados exploratórios deste poço pode-se inferir a descoberta de um sistema petrolífero atuante nos depocentros dos meio-*grabens* da zona externa oriental da Bacia de Santos; e a descoberta de 4 (quatro) novos *plays*, a saber: (a) Carbonatos da seção geradora do Albiano extremamente fraturados, com óleo; (b) microbiolitos da seção *sag*, ou do Andar Alagoas superior da seção pré-sal, fraturados e portadores de óleo; (c) basaltos de idade Aptiano fraturados portadores de gás e condensado; (d) carbonatos *inter-trap* no basalto portadores de gás e condensado. Acredita-se que os corpos *inter-trap* estejam, através de fraturas, hidráulicamente conectados a toda a seção basáltica.

O poço atingiu a profundidade final de 6.952 m (-6.938 m), dentro de basaltos da Fm. Guaratiba.

O Plano de Avaliação compreende uma área retida de 1.192,4 km², correspondendo a 31,5% da área original do Bloco (referente a área adquirida no

round 2 da ANP). Para a avaliação desta descoberta de hidrocarbonetos, o plano prevê a execução de um PSDM com 750 km² de área (*output*) e a re-interpretação geológica e sísmica de toda a área até o final de 2008. Também ficou compromissada a perfuração de 1 (um) poço de extensão firme, em 2009, com a execução de um Teste de Longa Duração (TLD), condicionado ao resultado do poço, e de mais um poço contingente. Para execução de tal teste, o Consórcio pretende investir em inovação tecnológica (Projeto PIPA).

Bloco BM-S-11 (Tupi e Iara)

As atividades exploratórias da PETROBRAS na área do BM-S-11, localizado na porção central da Bacia de Santos entre as latitudes 24° 55' / 25° 40' S e longitudes 42° 30' / 43° 03' W, se 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 desse bloco junto à Agência Nacional de Petróleo e Biocombustíveis (ANP) do Bloco BM-S-11, com a determinação de que a PETROBRAS fosse a operadora do consórcio.

Entre os anos 2001 e 2002, o consórcio adquiriu 5.230 km² de dados sísmicos da área do Bloco BM-S-11, obtidos através de levantamentos geofísicos especulativos realizados pela empresa Veritas do Brasil LTDA.

O primeiro poço perfurado no Bloco BM-S-11 foi o RJS-628, com o objetivo de testar os carbonatos da seção SAG/Alagoas da Formação Barra Velha (BVE) (Grupo Guaratiba, idade Aptiana). Concluída a perfuração em 13/08/2006, constatou-se que a seção possuía hidrocarbonetos em reservatórios carbonáticos de origem microbiana. O poço foi testado e produziu óleo de 28° API.

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

Na passagem do segundo para o terceiro período exploratório do Bloco BM-S-11, foram retidas áreas correspondentes ao Plano de Avaliação do poço 1-RJS-628A (1-BRSA-369A), conhecido como Tupi, e outra para a execução das atividades exploratórias do terceiro período da Fase de Exploração.

Para a execução das atividades do terceiro Período da Fase de Exploração do Bloco BMS-11, foi perfurado o poço 1-BRSA-618-RJS (1-RJS-656), conhecido como Iara, na área retida na Bacia de Santos, na direção do litoral do estado do Rio de Janeiro, a cerca de 227 km da costa, em lâmina d'água em torno de 2.223 m (**Mapa II.2.1.B-1**).

O poço RJS-656, assim como o poço RJS-628, teve como objetivo testar os carbonatos da seção SAG/Alagoas da Formação Barra Velha (Grupo Guaratiba, de idade Aptiana). A espessura dos reservatórios carbonáticos no poço 1-RJS-656 é maior do que aquela perfurada pelos outros poços do Bloco BM-S-11 (1-BRSA-369A-RJS e 3-BRSA-496-RJS), que produziram óleo em testes de formação. A avaliação através dos perfis e testes a cabo indica a presença de zona de interesse, com óleo de aproximadamente 27°API, em rochas com porosidade média de 11% e uma espessura porosa com óleo de 335 m. Os estudos realizados apontam para uma conexão entre os reservatórios da seção Rife (BVE300) com os da seção SAG (BVE200 e BVE100). Além disso, o contato óleo/água indica que o fechamento do reservatório excede os limites do bloco.

Os resultados obtidos desses poços levaram à proposição, para a Agência Nacional de Petróleo e Biocombustíveis (ANP), de um Plano de Avaliação para o poço PA-1-BRSA-618-RJS (1-RJS-656), compreendendo uma área retida de 320,39 km², o que corresponde a 6,1% da área original do Bloco BM-S-11.

Dentro deste Plano de Avaliação, a ANP aprovou a realização do Teste de Longa Duração (TLD), contingente aos resultados do Teste de Longa Duração no poço 3-BRSA-496-RJS, pelo qual está prevista a produção de aproximadamente 14.000 bpd por teste, além da produção e queima de cerca de 500.000 m³/d de gás associado.

Bloco BM-S-21 (Caramba)

As atividades exploratórias da PETROBRAS na área do BM-S-21, localizado na porção central da Bacia de Santos entre as latitudes 26° 00' / 26° 20' S e longitudes 43° 56' / 44° 15' W, se iniciaram na década de 70, com aquisição de 572 km de sísmica 2D. Em 2003, a PETROBRAS e a PETROGAL firmaram um consórcio e assinaram contrato de concessão do Bloco BM-S-21 junto à Agência Nacional de Petróleo e Biocombustíveis (ANP), no qual a PETROBRAS ficou como operadora do consórcio.

Entre 2001 e 2002, o consórcio adquiriu 2.075 km² de dados sísmicos do bloco obtidos através de dados geofísicos especulativos realizados pela empresa Veritas do Brasil LTDA.

O primeiro poço perfurado no Bloco BM-S-21 foi o 1-BRSA-526-SPS (1-SPS-51), com o objetivo de testar a porção mais proeminente do Alto Externo da Bacia de Santos. Em uma situação de trapa estrutural/estratigráfica (*pinchout updip*), o poço foi mapeado na base da Seqüência Evaporítica (Fm. Ariri), com o objetivo principal de encontrar hidrocarbonetos nos carbonatos na seção SAG (andar Alagoas) pertencentes à Fm. Guaratiba. Secundariamente, o poço visou identificar a presença de hidrocarbonetos em carbonatos da seção Rifte Superior da Fm. Guaratiba.

O poço 1-SPS-51 constatou a presença de reservatórios nas seções SAG e Rifte. Na seção SAG foi confirmada a presença de hidrocarbonetos no reservatório microbial do SAG superior, onde os resultados das análises realizadas indicaram óleo de 34° API. Na seção Rifte também foi comprovada a presença de reservatórios com hidrocarbonetos.

A acumulação descoberta pelo poço 1-SPS-51 levou à proposição para a ANP de um Plano de Avaliação que compreende uma área retida de 1.038.502 km², correspondendo a 50% da área original do Bloco BM-S-21.

Dentro deste Plano de Avaliação, aprovado pela ANP em 18 de Julho de 2008, está previsto um dos Testes de Longa Duração (TLD) objetos deste Estudo

(Caramba Oeste), que deve ser iniciado em outubro de 2012. Para este TLD, está previsto a produção de aproximadamente 14.000 bbl por dia de óleo, e a produção e queima de cerca de 500.000 m³/d de gás associado.

Bloco BM-S-24 (Júpiter)

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 e segundo período e dois anos para o terceiro. Entretanto, o segundo período exploratório, que inicialmente teria duração de três anos, 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 FM Itajaí-Açu, tendo o compromisso sido renegociado para a perfuração de um poço com profundidade final dentro da Formação Itajaí-Açu.

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 (-5.229) m dentro dos carbonatos microbiais da Fm. Barra Velha e dos folhelhos da Fm. Piçarras, respectivamente, ambos pertencentes ao Grupo Guaratiba.

A perfuração do 1-BRSA-559-RJS atravessou 130 m dos reservatórios carbonáticos Aptianos da Formação Barra Velha (objetivo principal), saturados em um fluido com hidrocarbonetos. Após a perfilagem e amostragem de fluidos, o poço pioneiro teve que ser interrompido para manutenção (docagem) da sonda de perfuração e o poço foi abandonado provisoriamente. Ensaios de liberação *flash* realizados a partir das amostras coletadas revelaram elevada concentração molar de CO₂ (da ordem de 79% na fração gasosa e 76% no fluido *in situ*). A contaminação das amostras por filtrado de fluido de perfuração a base de n-parafina impossibilitou a realização de ensaios PVT.

Após a docagem, a fim de se obter amostras não contaminadas por fase miscível (adequadas às análises de PVT), a perfuração foi retomada com fluido base água, a partir de um *side track* com afastamento da ordem de 40 m na seção do reservatório, com poço sob nova designação de 1-BRSA-559A-RJS, tendo atingido a profundidade final de 5773 (-5740) m. Por razões de segurança operacional (advindas da interação entre o CO₂ e a água da formação que formariam um fluido altamente corrosivo), somente o intervalo superior do reservatório – já conhecido com a perfuração do primeiro poço – foi perfurado com fluido base água.

O aprofundamento do poço 1-BRSA-559A-RJS permitiu constatar uma espessura porosa com hidrocarboneto da ordem de 312 m (net 229 m). A avaliação através dos perfis e testes a cabo indica a presença de zonas de interesse com 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 Rs de 3.015m³/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 RGO 170m³/m³.

O fato desta descoberta de hidrocarbonetos estar associada a concentrações muito altas de CO₂, inéditas nas bacias brasileiras, impõe riscos operacionais para a realização de testes de formação a poço revestido e, posteriormente, para a produção nunca antes enfrentados por qualquer operadora em contexto *offshore* similar.

O Plano de Avaliação ora proposto compreende uma área retida de 1393,3 km² e prevê, além da avaliação do potencial de hidrocarbonetos, o desenvolvimento de tecnologias de forma a viabilizar a operacionalidade e o aproveitamento do CO₂. A maior parte das atividades propostas para a avaliação desta acumulação de gás, condensado, óleo e CO₂ são, portanto, dependentes do resultado destes estudos e podem ser assim resumidas:

- Re-processamento PSDM sobre toda a sísmica 3D existente (1393 km²), firme, até 2010 e re-interpretação de toda a área;
- Desenvolvimento de tecnologia para execução de TFR's e TLD's com alto teor de CO₂;
- Perfuração de 1 (um) poço de delimitação firme em 2010, e realização de TFR contingente ao domínio de tecnologia para garantir a realização com segurança de um TFR em reservatórios com alto teor de CO₂;
- Realização de um estudo sobre a utilização de Gás Carbônico e Gás Natural para Recuperação Melhorada de Óleo dos Reservatórios do Pré-Sal na Bacia de Santos;
- Perfuração de 1 (um) poço em 2013 contingente ao resultado do poço firme que será perfurado em 2010 e ao resultado dos estudos de aproveitamento de CO₂ para recuperação melhorada de hidrocarbonetos;
- Perfuração de 1 (um) poço em 2014 contingente aos resultados dos poços firme e contingente e ao resultado dos estudos de aproveitamento de CO₂ para recuperação melhorada de hidrocarbonetos aos estudos de aproveitamento de CO₂;
- Realização de um Teste de Longa Duração (aproximadamente 6 meses) em 2015, contingente ao resultados dos poços, comprovando a espessura de óleo e a viabilidade operacional em se realizar esta operação caso se confirme teores elevados de CO₂ (processo condicionados às aprovações, e determinações da ANP e do IBAMA).

O prazo final do Plano de Avaliação é 28 de fevereiro de 2016, conforme cronograma. O custo estimado para a sua realização é de US\$ 591.020.000,00, sendo US\$ 161.020.000,00 firme e o restante contingente.

II.2.2.B - Relato Sumário do Projeto

Os Projetos Integrados de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural no Pólo Pré-Sal, na Bacia de Santos, contemplam a realização de 15 (quinze)

Testes de Longa Duração (TLDs) nos blocos BM-S-8, BM-S-9, BM-S-10, BM-S-11, BM-S-21 e BM-S-24, 2 (dois) Pilotos de Produção de óleo e gás nas áreas de Guará (BM-S-9) e de Tupi NE (BM-S-11) e 1 (um) Desenvolvimento de Produção na Área de Iracema (BM-S-11).

Os TLDs serão realizados pelos FPSOs BW Cidade de São Vicente e *Dynamic Producer*, e possuem previsão de começar em julho de 2011. As atividades dos Pilotos e Desenvolvimento de Produção, deverão iniciar em fevereiro de 2012.

Algumas informações específicas de cada tipo de projeto estão descritas a seguir.

Testes de Longa Duração (TLDs)

O planejamento dos referidos TLDs considerou, em vários aspectos, as questões ambientais relacionadas aos Testes de Longa Duração. Para tanto, já na etapa de licitação da UEP, estipulou-se que os FPSOs deveriam apresentar características para atendimento às orientações do IBAMA e aos requisitos ambientais legais para o adequado controle da poluição ambiental decorrente da realização destas atividades. Foram ainda considerados os aspectos operacionais relativos ao posicionamento dos FPSOs, definidos em função das características do reservatório e considerando a estabilidade do fundo marinho. Além disso, o projeto dos TLDs foram balizados em estudos de Análise de Riscos Ambientais (apresentados no capítulo II.8 – Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais, deste estudo) para a adoção das medidas de prevenção e mitigação dos potenciais riscos ao meio ambiente e à segurança dos trabalhadores.

A partir dessas análises, as alternativas selecionadas na modalidade de afretamento foram a contratação do FPSO BW Cidade de São Vicente para realização dos TLDs de Tupi Norte, Tupi Sul, Tupi Central, Tupi Alto, Iara Horst e Iara Oeste, localizados no bloco BM-S-11, e o TLD de Júpiter NE (BM-S-24); e a contratação do FPSO *Dynamic Producer* para realização dos TLDs de Biguá (BM-S-8), Guará Norte e NE Carioca, localizados no bloco BM-S-9, Parati Loc A e

Parati Loc B, no bloco BM-S-10, Iracema Norte (BM-S-11), Caramba Oeste (BM-S-21) e Bracuhi (BM-S-24).

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 pelos afretados e operadores das unidades, incluindo as instruções de SMS da PETROBRAS e os requisitos legais nacionais.

Além disso, os FPSOs deverão possuir os seguintes certificados, a serem apresentados ao CGPEG/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 de Equipamentos de Segurança e Declaração de Conformidade da Marinha do Brasil.

O FPSO BW Cidade de São Vicente já se encontra em operação na Área do Pré-sal, realizando o TLD da área de Tupi. Já o FPSO *Dynamic Producer* será utilizado para a realização do TLD de Guará (BM-S-9), objeto de outro processo de licenciamento ambiental. A adequação deste último FPSO baseou-se em estudos de análise de riscos da unidade realizados com o objetivo de identificar cenários de risco, tanto tecnológicos quanto ambientais durante a execução dos testes.

O escoamento do óleo será realizado através de *offloading* para um navio aliviador e o gás produzido será consumido como combustível na própria unidade, onde o excedente será enviado para o *flare*, com queima limitada a 500.000 m³/d, conforme aprovação da ANP.

Para a interligação dos poços ao FPSO BW Cidade de São Vicente serão utilizadas linhas flexíveis de produção, controle e de serviço; enquanto que para a interligação dos poços ao FPSO *Dynamic Producer* será utilizado o sistema *Early Production Riser* (EPR) ou *riser* rígido.

No sistema EPR, o poço a ser produzido é interligado ao FPSO através de um único *riser* rígido, conectado à ANM (Árvore de Natal Molhada) a ser instalada na cabeça do poço. Desta forma, a utilização do FPSO *Dynamic Producer* não requer o lançamento de linhas e dutos no assoalho oceânico, uma vez que a produção escoar diretamente através do *riser* rígido (EPR), do poço para a unidade de produção.

É importante destacar que o FPSO *Dynamic Producer* possui sistema de posicionamento dinâmico, ou seja, ele não requer ancoragem no leito marinho. Da mesma forma, como o lançamento do EPR é feito pela própria unidade de produção, não há necessidade de utilização de embarcações auxiliares.

Pilotos e Desenvolvimento de Produção e Escoamento de Óleo e Gás

As propostas dos projetos Pilotos do Sistema de Produção e Escoamento de Óleo e Gás das Áreas de Guará e de Tupi Nordeste foram idealizadas com o intuito de antecipar a produção de óleo desses reservatórios, auxiliando nos estudos de desenvolvimento da tecnologia de produção para as acumulações do Pré-Sal da Bacia de Santos.

A implantação de um Piloto antes do desenvolvimento definitivo da produção tem sido comum na PETROBRAS, e é uma das principais razões para o sucesso dos projetos em águas profundas. Os campos de Marlim, Barracuda, Caratinga (Bacia de Campos) e Jubarte (Bacia do Espírito Santo), por exemplo, tiveram projetos pilotos de grande escala para coleta de informações, o que otimizou os seus sistemas definitivos a partir dos dados da produção antecipada.

Nos projetos do Pré-Sal da bacia de Santos foi concebida a estratégia de utilização de 3 pilotos de produção (Tupi, Tupi NE e Guará) juntamente com os TLDs nas locações identificadas. Para o prospecto Iracema, que está dentro do BM-S-11, a estratégia do projeto foi concebida com a perfuração de poços exploratórios, realização de teste de longa duração no poço RJS-647 e implantação do sistema definitivo de produção na área Sul.

Os projetos de produção e escoamento de petróleo e gás natural no pólo pré-sal, Bacia de Santos, foram elaborados com base nas melhores práticas de segurança, meio ambiente e saúde, segundo as diretrizes do Sistema de Gestão implementado na PETROBRAS. O planejamento destes projetos considerou, em vários aspectos, as questões ambientais relacionadas a um Projeto de Produção e Escoamento de Óleo e Gás. Um exemplo é o processo de contratação das unidades de produção, onde são estipuladas exigências contratuais que visam o completo atendimento aos requisitos legais de modo a garantir o adequado controle ambiental.

O Projeto das Instalações Marítimas foi elaborado em consonância com procedimentos específicos que visam a segurança e integridade das instalações, desenvolvidos pela PETROBRAS, o que consolida a experiência da empresa adquirida neste setor, assim como a experiência do Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello (CENPES) e as orientações corporativas estabelecidas pela Companhia.

Além disso, os projetos Pilotos de Guará e de Tupi Nordeste e o projeto de Desenvolvimento de Produção de Iracema foram balizados em estudos de Análise de Riscos Ambientais (apresentados no capítulo II.8 – Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais, deste estudo), com o objetivo de identificar cenários de risco, tanto tecnológicos quanto ambientais.

O Projeto Piloto de Guará prevê a interligação de 12 (doze) poços: 9 (nove) produtores, sendo 2 (dois) deles preparados para serem convertidos em poços de injeção, 1 (um) injetor WAG–*Water Alternate Gas* (método de injeção alternada de água e gás) e 2 (dois) injetores de gás, dos quais 1 (um) será futuramente desligado. A vazão de produção esperada é de aproximadamente 120.000 bpd (19.078 m³/d) e 3,2 MM m³/d de gás.

Para o Projeto Piloto de Tupi Nordeste está prevista a interligação de 20 (vinte) poços, sendo 10 (dez) produtores, dos quais 3 (três) produtores serão convertidos em injetores WAG, 5 (cinco) injetores WAG, e 2 (dois) poços injetores

de gás. A vazão de produção esperada é a mesma para o Piloto de Guará, de aproximadamente 120.000 bpd (19.078 m³/d) e 3,2 MM m³/d de gás.

Já o Projeto de Desenvolvimento da Produção de Iracema prevê inicialmente a interligação de 12 (doze) poços, sendo 6 (seis) produtores e 6 (seis) injetores de água e gás. A vazão de produção esperada é de aproximadamente 125.000 bpd e 6,0 MM m³/d de gás.

A confirmação da quantidade de poços que serão utilizados para a realização dos projetos Piloto e Desenvolvimento da Produção apresentados neste estudo está em andamento e será efetivada após estudos adicionais ao longo do Projeto.

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, 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. Ainda serão considerados os aspectos operacionais relativos ao posicionamento das UEPs, a serem definidos em função das características do reservatório e considerando a estabilidade do fundo marinho.

Considerando o conhecimento adquirido pela PETROBRAS na produção em águas profundas, bem como as variáveis econômica e ambiental, optou-se pela utilização de Unidades Estacionárias de Produção (UEP) do tipo FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading*) similares ao FPSO Cidade de Angra dos Reis, descrito neste Estudo como FPSO Genérico, cuja capacidade de processamento é de aproximadamente 100.000 bpd e 5,0 MM m³/d de gás.

Os FPSOs possuirão sistemas com o objetivo de promover a segurança da unidade e garantir a preservação ambiental, tais como: sistema de coleta, tratamento e descarte de efluentes, sistema de detecção de incêndio e gás, sistema de combate a incêndio, segurança e controle do processo, sistemas de medição e monitoramento, sistemas de manutenção, etc.

Além de dotadas destes sistemas, as UEPs deverão apresentar os seguintes certificados, a serem apresentados ao IBAMA anteriormente ao início das suas atividades de produção na Bacia de Santos: Certificado Internacional de Prevenção de Poluição por Hidrocarbonetos (IOPP), Certificado Internacional de Prevenção de Poluição por Efluentes Sanitários (ISPP), Certificado de Equipamentos de Segurança e Declaração de Conformidade da Marinha do Brasil.

Para o planejamento do arranjo submarino, seja a localização das unidades de produção ou o posicionamento dos poços e estruturas submarinas, as características dos componentes do arranjo são cuidadosamente estudadas de forma a minimizar o comprimento das linhas, bem como 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. A mesma avaliação será feita previamente às operações de lançamento de linhas na locação.

Os projetos Piloto e de Desenvolvimento da Produção descritos neste estudo prevêm o escoamento da produção via gasoduto. Serão instalados os gasodutos Guarά-Tupi (54 km de comprimento) a partir do Piloto de Guarά, Tupi NE-Tupi (20 km) a partir do Piloto de Tupi NE, e Iracema-Tupi NE (30 km), a partir do DP de Iracema. Os gasodutos Guarά-Tupi, Tupi NE-Tupi e Iracema-Tupi NE, interligarāo as respectivas unidades de produçāo a uma estrutura de vālvulas submarinas, denominada PLEM-Y¹, o PLEM-TUPI-001, instalado na base do FPSO Cidade de Angra dos Reis, no Bloco BM-S-11 (Área de Tupi). No PLEM-TUPI-001 haverāo o entroncamento com o gasoduto Tupi-Mexilhāo, que escoarāo

¹ PLEM – do inglĕs *Pipeline End Manifold*, Manifold submarino posicionado ao final de um duto, formado por um conjunto de vālvulas e conexōes submarinas que podem conectar risers, e linhas submarinas.

gás produzido nestas áreas até a plataforma de Mexilhão (PMXL-1). Em PMXL-1 haverá outro entroncamento, onde o gás seguirá para a Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (UTGCA), no município de Caraguatatuba, onde será tratado. Ressalta-se que o gasoduto que interliga a PMXL-1 à UTGCA faz parte do processo de licenciamento do Projeto Mexilhão (Processo nº 02022.003014/05-75) e que o gasoduto TUPI-PMXL-1 faz parte do processo de licenciamento do Projeto Piloto de Produção e Escoamento de Óleo e Gás da Área de Tupi (Processo nº 02022.000984/08), não sendo, portanto, objetos do presente estudo.

O escoamento via gasoduto entre Tupi e a Plataforma de Mexilhão (TUPI-PMXL-1) e dessa para a unidade de tratamento de gás em Caraguatatuba (PMXL-1 – UTGCA) foi a alternativa com indicadores econômicos mais favoráveis, e também a que melhor atendeu à data prevista para o primeiro gás do projeto, uma vez que os projetos Mexilhão e Tupi, em implantação, já prevêm a instalação de gasodutos e de uma unidade de tratamento de gás em Caraguatatuba, capaz de receber a produção de outras áreas da Bacia de Santos. Ressalta-se que o gás escoado não entrará no processo da plataforma de Mexilhão, seguindo diretamente para terra através do gasoduto de 34" do projeto de Mexilhão (PMXL-1 – UTGCA).

O óleo produzido nos Pilotos de Guará, de Tupi Nordeste e de Iracema será processado e estocado nos tanques dos respectivos FPSOs. Periodicamente o óleo estocado será enviado para navios aliviadores em operações de “*offloading*”.

Os Pilotos de Guará e de Tupi Nordeste têm previsão de iniciar a produção em dezembro de 2012 e deverão operar por até 27 (vinte e sete) anos, podendo dentro deste período serem adaptados para projetos de Desenvolvimento da Produção.

Já no Desenvolvimento de Produção de Iracema está previsto que as atividades tenham duração até o final do período da concessão.

Com relação à contratação de serviços de terceiros, os contratos de afretamento dos FPSOs para os Pilotos de Guará e Tupi Nordeste e do Desenvolvimento da produção de Iracema, prevêm a existência de um anexo relativo à segurança, meio ambiente e saúde (SMS), incluindo as instruções de SMS da PETROBRAS e os requisitos legais nacionais, cujo cumprimento é obrigatório para o exercício das atividades pelos afretadores e operadores das unidades.

Ressalta-se, ainda, que os aspectos e impactos ambientais para as atividades dos Projetos Integrados de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural no Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos foram avaliados e são apresentados no item II.6 deste estudo.

II.2.3 - Justificativas

Aspectos Técnicos

Os empreendimentos que compõem os Projetos Integrados de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural no Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos (TLDs, Pilotos e Desenvolvimento de Produção) são considerados projetos estratégicos pela PETROBRAS, uma vez que incluem diferentes tipos de atividades, englobando a finalidade de obtenção de dados e informações sobre o comportamento do óleo tanto no reservatório como na planta de processo das plataformas, para o maior conhecimento dos reservatórios, e a otimização dos custos de exploração e produção das áreas.

A obtenção de informações dinâmicas por meio de poços produtores, tanto através de Testes de Longa Duração (TLDs) como a partir de Pilotos de Produção, é fundamental para as etapas de planejamento e implantação dos projetos de desenvolvimento da produção na Área do Pré-Sal, bem como para o desenvolvimento de áreas com características semelhantes. Essa estratégia obteve grande sucesso nos campos de produção em águas profundas da Bacia de Campos. Com base na experiência obtida no Teste de Longa Duração em andamento na área de Tupi, o Piloto de Tupi em fase de implementação, e com

diversos outros estudos na Bacia de Santos, espera-se o mesmo sucesso para o Desenvolvimento de Produção de Iracema, no Bloco BM-S-11.

As atividades de exploração de petróleo no Pólo Pré-sal apresentam alguns desafios técnicos como a obtenção de um comportamento regular de produção a partir da rocha produtora do tipo carbonática, de origem microbiana e bastante heterogênea; a construção de poços atravessando uma espessa camada de sal, em alguns pontos com espessura próxima a 2.000 m, e a viabilização da produção de óleo e gás em lâmina d'água ultra-profunda e à grande distância do continente, com custo competitivo.

Por outro lado, o FPSO BW Cidade de São Vicente e o FPSO *Dynamic Producer*, assim como os FPSOs que serão afretados para a realização dos Pilotos de Guará e de Tupi Nordeste e do DP de Iracema, dispõe de recursos necessários à execução das atividades com segurança e de modo a atender aos requisitos nacionais e internacionais pré-estabelecidos.

Aspectos Econômicos

A implantação desses empreendimentos junto com o conseguinte sucesso das atividades de exploração de óleo e gás abrirá grandes oportunidades para a indústria nacional, influenciando desde os fornecedores de materiais até os fornecedores de diferentes tipos de serviço e especialidades.

Neste contexto, deve-se enfatizar, como justificativa econômica para implantação das atividades, a expectativa favorável de sucesso na exploração de óleo e gás dos reservatórios do Pré-Sal da Bacia de Santos, cuja experiência deverá ser expandida para outras áreas, como por exemplo, a camada pré-sal das Bacias de Campos e Espírito Santo.

Com a produção de óleo e gás oriunda dos Projetos Integrados de Produção e Escoamento no Pólo Pré-Sal, haverá o aumento de arrecadação de impostos e taxas (ICMS, Imposto de Renda e possíveis *royalties*) pelos municípios, estado e o Governo Federal, através da compra de produtos e serviços e das receitas

municipais, que serão ampliadas através do recolhimento do ISS por parte das empresas prestadoras de serviço.

Aspectos Sociais

O crescimento da produção nacional de petróleo e gás esperado pelo desenvolvimento das atividades de exploração no Pólo Pré-Sal na Bacia de Santos poderá gerar melhorias no desenvolvimento socioeconômico do país, do estado e dos municípios pertencentes à área de influência desse empreendimento. Além disso, também poderá haver o pagamento dos *royalties* a estados e municípios decorrentes da implantação deste projeto, o que poderá possibilitar investimentos nas áreas de educação, saúde, saneamento básico, entre outros, revertendo em melhoria na qualidade de vida das populações beneficiadas, uma vez que estas representam áreas de interesse da coletividade.

O aumento da produção nacional de petróleo gera ainda uma maior confiabilidade no atendimento às demandas internas de derivados cujos reflexos sociais são muito significativos.

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

Aspectos Ambientais

A realização dos TLDs, Pilotos de Produção e Desenvolvimento da Produção no Pólo Pré-Sal na Bacia de Santos apresenta os riscos ambientais inerentes a esse tipo de atividade, ressaltando-se que os sistemas de produção a serem utilizados em tais atividades são de total conhecimento e domínio da PETROBRAS. Além disso, o sistema de produção a ser adotado nos TLDs já está sendo testado na Área de Tupi desde maio de 2009.

As Unidades Estacionárias de Produção (UEP) escolhidas consistem no FPSO BW Cidade de São Vicente (atualmente realizando o TLD na área de Tupi), no FPSO *Dynamic Producer* e em FPSOs similares ao FPSO Cidade de Angra

dos Reis (denominado neste estudo como FPSO Genérico) para a realização dos Pilotos de Guará e de Tupi Nordeste e do Desenvolvimento da Produção de Iracema, que estarão equipados para atender os requisitos das normas internacionais e nacionais, tanto ambientais quanto de segurança e saúde, a fim de garantir a preservação do meio ambiente e da segurança dos trabalhadores neles embarcados.

Com a execução dos procedimentos operacionais e os programas ambientais previstos, a serem implementados durante o desenvolvimento das atividades que serão desenvolvidas no Pólo Pré-sal, pretende-se a minimização dos impactos ambientais negativos identificados.

II.2.4 - Descrição Geral da Atividade

II.2.4.A - Identificação das Unidades

Para a realização dos 15 (quinze) TLDs no Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos serão utilizadas 2 (duas) Unidades Estacionárias de Produção (UEP) do tipo FPSO, o FPSO BW Cidade de São Vicente, que realizará o TLD em 7 (sete) das locações previstas neste estudo e o FPSO *Dynamic Producer*, que realizará o teste nas 8 (oito) demais áreas. A **Tabela II.2.4-1** relaciona as locações previstas para execução dos TLDs por unidade de produção que realizará a atividade.

Tabela II.2.4-1 - Locações previstas para realização dos TLDs para cada FPSO.

FPSO <i>Dynamic Producer</i>			FPSO BW Cidade de São Vicente		
TLD	Bloco	Área	TLD	Bloco	Área
Biguá	BM-S-8	Bem-te-vi	Tupi Norte	BM-S-11	Tupi
NE Carioca	BM-S-9	Carioca	Tupi Central	BM-S-11	Tupi
Guará Norte	BM-S-9	Guará	Tupi Sul	BM-S-11	Tupi
Parati Loc A	BM-S-10	Parati	Tupi Alto Careca	BM-S-11	Tupi
Parati Loc B	BM-S-10	Parati	Iara Horst	BM-S-11	Iara
Iracema Norte	BM-S-11	Tupi	Iara Oeste	BM-S-11	Iara
1-SPS-51 (Caramba Oeste)	BM-S-21	Caramba	Júpiter NE	BM-S-24	Júpiter
Bracuhi	BM-S-24	Júpiter			

O Certificado Internacional de Prevenção de Poluição por Hidrocarbonetos (*IOPP*), junto com o Certificado Internacional de Prevenção de Poluição por Efluentes Sanitários (*ISPP*), o Certificado Internacional de Prevenção de Poluição Atmosférica (*IAPP*), e o Certificado de Conformidade da Marinha do FPSO BW Cidade de São Vicente, que está em operação no Bloco BM-S-11, estão apresentados no **Anexo II.2.4-1**.

Já no caso do FPSO *Dynamic Producer*, como está em obras para adequação, os certificados de Prevenção de Poluição ainda serão emitidos e posteriormente encaminhados a esta CGPEG/DILIC/IBAMA.

Para a realização dos Pilotos de Produção e Escoamento de Guará e Tupi NE serão utilizadas 2 (duas) Unidades Estacionárias de Produção (UEP) do tipo FPSO, as quais encontram-se em processo de contratação pela PETROBRAS.

Da mesma forma, no projeto de Desenvolvimento da Produção de Iracema, os estudos ainda em execução para o desenvolvimento desta área auxiliarão a definição do número de unidades do tipo FPSO necessárias para o melhor desenvolvimento da produção.

Estas unidades de produção que atuarão nos projetos Pilotos e Desenvolvimento da Produção, possuirão características semelhantes ao FPSO Cidade de Angra dos Reis, o qual foi adotado como referência neste estudo, sendo aqui apresentado como FPSO Genérico. Informamos que a descrição das unidades específicas que atuarão nestes projetos serão apresentadas a CGPEG/DILIC/IBAMA através de estudo complementar.

II.2.4.B - Descrição Geral das Unidades

Conforme dito anteriormente, o desenvolvimento dos TLDs prevê a utilização de 2 (dois) FPSOs (BW Cidade de São Vicente e *Dynamic Producer*), e a realização dos Pilotos e do Desenvolvimento de Produção prevê a contratação de outros FPSOs (a serem definidos), que estão representados neste Estudo pelo FPSO Genérico. As unidades responsáveis pelos TLDs realizarão as atividades

de processamento primário da produção, a estocagem e transferência de óleo para navios aliviadores, ao mesmo tempo que o gás será consumido pelas próprias UEPs na geração de energia, e o excedente enviado para o *flare*.

No caso dos Pilotos e Desenvolvimento de Produção, o óleo produzido será armazenado nos tanques das próprias unidades e posteriormente transferido para navios aliviadores, enquanto o gás será escoado por gasodutos (Guará-Tupi, a partir do Piloto de Guará, Tupi NE-Tupi, a partir do Piloto de Tupi NE, e Iracema-Tupi NE, o qual interligará a unidade de produção que estiver atuando no DP de Iracema ao gasoduto Tupi NE-Tupi). Os gasodutos Guará-Tupi e Tupi NE-Tupi interligarão as respectivas unidades de produção ao PLEM-TUP-001, localizado no leito aceânico abaixo do FPSO Cidade de Angra dos Reis (Projeto Piloto de Tupi). No PLEM-TUPI-001 haverá o entroncamento com o gasoduto Tupi-Mexilhão, que escoará o gás produzido nas áreas de Guará e Tupi até a plataforma de Mexilhão (PMXL-1), onde haverá outro entroncamento, que escoará o gás para tratamento na Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (UTGCA), localizada no município de Caraguatatuba.

A descrição de todas as unidades envolvidas nos processos de produção de óleo e gás resultantes dos projetos de Testes de Longa Duração (TLDs), Pilotos e Desenvolvimento da Produção objetos deste Estudo está apresentada a seguir.

Testes de Longa Duração (TLDs)

Os Testes de Longa Duração previstos neste projeto serão realizados por 2 (duas) unidades do tipo *Floating Production Storage and Offloading* (FPSO): o FPSO BW Cidade de São Vicente, que atualmente está em operação na Área de Tupi (BM-S-11), e o FPSO *Dynamic Producer*.

O FPSO BW Cidade de São Vicente está previsto para realizar os TLDs de Iara Horst, Tupi Central, Tupi Alto Careca, Iara Oeste, Tupi Norte, Tupi Sul, no Bloco BM-S-11, e o TLD de Júpiter NE, no Bloco BM-S-24, um por vez, nessa ordem, a partir março de 2012.

Já o FPSO *Dynamic Producer* deverá ser responsável pelos TLDs de NE Carioca (BM-S-9), Parati Loc B (BM-S-10), Biguá (BM-S-8), Guará Norte (BM-S-9), Iracema Norte (BM-S-11), Brachuhi (BM-S-24) e Parati Loc A (BM-S-10) e Caramba Oeste (BM-S-21), um por vez, nessa ordem, a partir julho de 2011.

FPSO BW Cidade de São Vicente

A **Tabela II.2.4-2** lista as principais características dessa unidade, cujo arranjo geral está apresentado nas Plantas II.2.4-1 e II.2.4-2 ao final dessa seção.

Tabela II.2.4-2 - Características Gerais do FPSO BW Cidade de São Vicente

Características	Descrição
Nome	<i>FPSO BW Cidade de São Vicente</i>
Ancoragem	Turret System
Comprimento Total	254,00 m
Boca moldada	43,50 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 (<i>a partir do deck</i>)	45,0 m acima do <i>deck</i> principal
Capacidade total dos tanques de óleo	471.998,99 barris (75.039,58 m ³)
Guindastes	2 guindastes com capacidade de 18t e 7t.
Sistema de geração de energia	2 turbogeradores a vapor de 900 kW 3 geradores auxiliares a diesel, de 715 kW 1 gerador de emergência
Unidade de Tratamento de Esgotos	Tipo: <i>Hamworthy Super Trident ST4A</i> (duas unidades) Princípio de tratamento: Lodo ativado com sistema de aeração suspensa Capacidade total: 12,2 m ³ /d
Capacidade de produção	1 poço produtor (produzindo por surgência natural) Capacidade de processar 30.000 bpd e 1,0 MM m ³ /d de gás
Capacidade de alojamento	80 pessoas
Heliponto	Dimensão: 21,0 m. Formato: Circular Dispõe de equipamentos para reabastecimento
Salvatagem	2 baleeiras com capacidade para 40 pessoas cada. 11 botes de resgate com capacidade para 20 pessoas cada.

Casco

O FPSO BW Cidade de São Vicente possui fundo singelo, com 10 (dez) tanques laterais dedicados a lastro, 5 (cinco) a bombordo e 5 (cinco) a boreste. Já os 5 (cinco) tanques centrais são destinados exclusivamente ao armazenamento de óleo. Essa unidade está dimensionada para atender às 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.

Visando garantir a vida útil do FPSO, necessária às atividades dos TLDs, foram realizadas verificações de esforços globais e de fadiga no casco, considerando a ação de ondas, vento e correnteza típicas da Bacia de Santos, e estabelecidas especificações para todos os materiais estruturais utilizados na reformulação do mesmo.

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

Tanques

A estocagem de óleo no FPSO BW Cidade de São Vicente pode ser realizada em até cinco tanques, dispostos ao centro da embarcação, que juntos perfazem uma capacidade total de 471.998,99 barris (75.039,58 m³), e conta, ainda, com 1 (um) tanque de *slop* sujo e 1 (um) tanque de *slop* limpo, cada um com capacidade de 3.596 m³.

Além dos tanques supracitados, o FPSO BW Cidade de São Vicente possui tanques específicos para óleo (diesel, combustível e lubrificante) e água (potável,

industrial e de lastro), cujas capacidades encontram-se definidas na **Tabela II.2.4-3**.

Tabela II.2.4-3 - Relação dos tanques do FPSO BW 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)	Óleo cru	17.989,86	113.156,23
Tanque Nº 3 de Carga (central)	Óleo cru	9.995,02	62.868,68
Tanque Nº 4 de Carga (central)	Óleo cru	15.991,64	100.587,42
Tanque Nº 5 de Carga (central)	Óleo cru	15.958,32	100.377,84
Capacidade total de armazenamento de óleo	-	75.039,58	471.998,99
Tanque de <i>Slop</i> (boreste)	Água e óleo	3.524,08	22.166,46
Tanque de <i>Slop</i> (bombordo)	Água e óleo	3.524,08	22.166,46
Tanque de Proa	Água de lastro	1.363,18	8.574,40
Tanque de Popa	Água de lastro	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)	Água de lastro	10.694,74	67.269,92
Tanque Nº 2 ombordo)	Água de lastro	13.386,80	84.202,98
Tanque Nº 2 boreste)	Água de lastro	13.386,80	84.202,98
Tanque Nº 3 de Água de Lastro (bombordo)	Água de lastro	7.438,20	46.786,28
Tanque Nº 3 de Água de Lastro (boreste)	Água de lastro	7.438,20	46.786,28
Tanque Nº 4 bombordo)	Água de lastro	11.892,30	74.802,57
Tanque Nº 4 boreste)	Água de lastro	11.892,30	74.802,57
Tanque Nº 5 bombordo)	Água de lastro	7207,90	45.337,69
Tanque Nº 5 boreste)	Água de lastro	7207,90	45.337,69
Tanque de Água (bombordo)	Água industrial	283,22	1.781,45
Tanque de Água de Alimentação (boreste)	Água industrial	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)	Água industrial	16,66	104,79
Tanque Nº 2 Óleo Combustível (bombordo)	Óleo combustível	1.687,56	10.614,75
Tanque Nº 2 Óleo Combustível (boreste)	Óleo combustível	1.687,56	10.614,75
Tanque Nº 3 Óleo Combustível (bombordo)	Óleo combustível	448,84	2.823,20
Tanque Nº 3 Óleo Combustível (boreste)	Óleo combustível	448,84	2.823,20
Tanque de Diesel (bombordo)	Óleo Diesel	194,04	1.220,51
Tanque de Diesel (boreste)	Óleo Diesel	173,46	1.091,06
Tanque de Lubrificante	Óleo lubrificante	28,42	178,76

*Os valores apresentados são referentes a 98% da capacidade total de armazenamento do FPSO BW Cidade de São Vicente.

Os tanques de *slop* recebem água proveniente do tanque de drenagem aberta (drenagem aberta do nível superior do FPSO), da drenagem do convés,

além das águas de lavagens de tanques e as provenientes das bandejas de drenagem dos equipamentos da produção.

Todos os tanques de armazenamento de óleo possuem sistemas medidores de nível, que os mantêm pressurizados com gás inerte e monitoram o teor de oxigênio presente. Este sistema funciona de modo a prevenir a formação de vácuo e de atmosferas inflamáveis e explosivas. Os tanques de carga (óleo cru) e lastro tem acessos que permitem a inspeção interna quando vazios.

O FPSO BW Cidade de São Vicente também conta com um sistema de limpeza que funciona a partir de máquinas posicionadas nos tanques de carga. O efluente gerado nestas operações de limpeza é encaminhado aos tanques de *slop*.

As tubulações dos tanques de carga, lastro e resíduos são individualizadas, a fim de evitar o contato entre os diferentes fluidos.

Sistema de gás inerte (SGI)

O FPSO BW Cidade de São Vicente possui uma planta para geração e tratamento de gás inerte, baseada na obtenção de gás a partir da caldeira, que fornece o gás para cada tanque de carga durante as operações de carregamento de óleo e alívio (*offloading*). Uma válvula de controle e outra de *by-pass* do sistema de distribuição e coleta controlam a pressão do gás inerte, cujo teor de oxigênio é monitorado e registrado na sala de controle. A embarcação também é provida de uma válvula de segurança (PSV) independente na linha de ventilação, com o objetivo de proteger cada tanque de óleo e tanque de *slop* de qualquer sobre-pressão.

Sistema de Lastro

Durante a transferência de petróleo do FPSO BW Cidade de São Vicente para o navio aliviador, o volume de óleo nos tanques de armazenagem é reduzido, diminuindo-se assim, gradualmente, o calado da embarcação. Para manter a estabilidade e o controle de esforços no FPSO, torna-se necessária,

eventualmente, a operação da bomba de lastro, captando água do mar e bombeando-a para os tanques de lastro, conforme a necessidade da operação. O sistema de lastro é totalmente isolado do sistema de armazenagem 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 efluentes.

Vale destacar que caso haja necessidade de transporte do FPSO para entrada ou saída do país, serão implementadas medidas regidas internacionalmente pela IMO (*International Maritime Organization*) de forma a evitar a introdução de espécies exóticas no meio onde forem realizadas as atividades.

Planta de processamento da produção

A planta de processamento da produção possui os recursos necessários para a separação inicial dos fluidos advindos dos poços. A planta é dividida em módulos, posicionados de acordo com a seqüência lógica do processamento dos fluidos da formação, localizados em áreas abertas do convés, expostas à ventilação natural. A planta de processamento primário dos fluidos produzidos foi projetada considerando-se as propriedades físico-químicas do fluido oriundo dos poços objeto dos TLDs que serão realizados por esta unidade de produção.

O projeto da planta de processamento permite a separação do óleo, gás e água, bem como o tratamento e estabilização do óleo e o tratamento da água produzida. Ressalta-se que, a princípio, não está prevista a geração de água produzida durante a realização dos Testes de Longa Duração (TLDs) objetos deste Estudo, mas caso ocorra esta produção, o efluente será tratado para o descarte conforme os padrões estabelecidos pela Resolução CONAMA nº 393/2007.

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 desemulsificantes, antiespumante, inibidor de incrustação, inibidores de corrosão e polieletrólitos.

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

- Sistema de Separação de Óleo e Gás;
- Sistema de Tratamento de Gás; e
- Sistema de Tratamento de Água de Produção.

Sistema de Separação de Óleo e Gás

O sistema de separação do óleo do gás consiste dos seguintes componentes: aquecedor de entrada do separador de alta pressão; separador de alta pressão; degaseificador; tratador eletrostático; aquecedor intermediário; bombas de injeção de produtos químicos; resfriador de óleo estabilizado; hidrociclone; flotador; coalescedor de água; tratamento de gás combustível; vasos da tocha; e sistema de tocha (*flare*). A interligação desses equipamentos pode ser observada na **Figura II.2.4-1**.

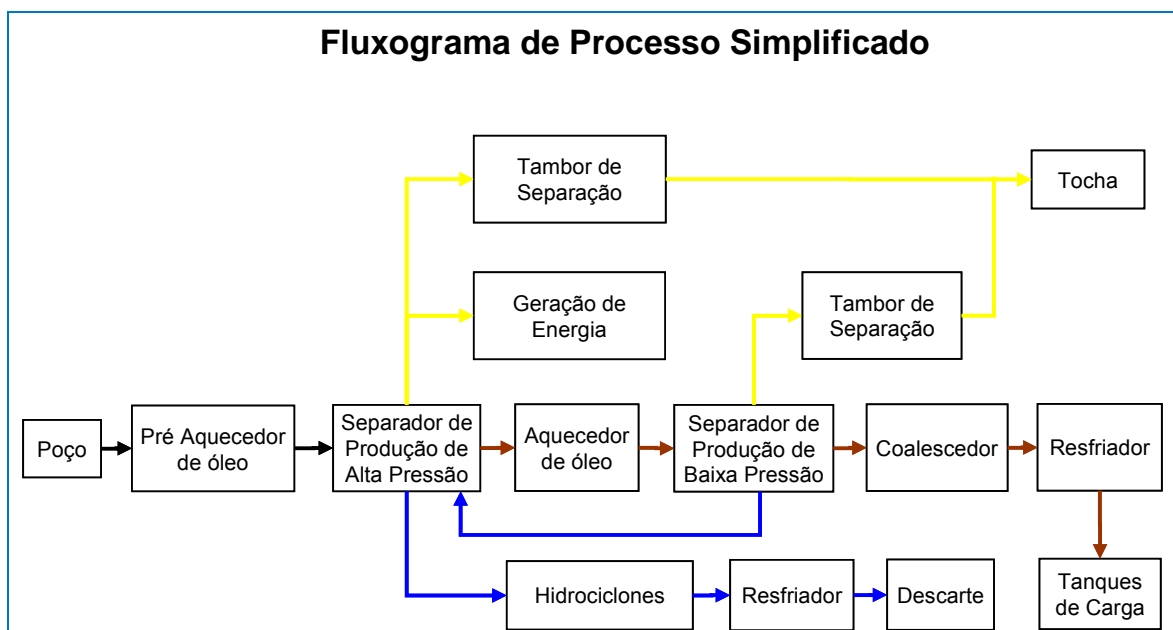


Figura II.2.4-1 - Diagrama esquemático do processo de separação e tratamento de óleo, água produzida e gás no FPSO BW Cidade de São Vicente

LEGENDA

	Óleo + Gás		Óleo		Gás		Água (caso haja produção)
--	------------	--	------	--	-----	--	---------------------------

Conforme informado anteriormente, a planta de processo do FPSO BW Cidade de São Vicente possui capacidade para processar 30.000 bpd e 1,0 MM m³/d de gás, cujo dimensionamento considerou os seguintes parâmetros:

- Número de poços produtores interligados ao FPSO: 1 (um) poço por vez;
- Temperatura do óleo ao chegar no FPSO BW Cidade de São Vicente: mínima de 40 °C e máxima de 50 °C.

O petróleo proveniente do poço chegará ao FPSO BW Cidade de São Vicente e receberá, inicialmente, a injeção de produtos químicos como desemulsificantes, antincrustantes, antiespumantes. Em seguida, o petróleo será aquecido até adquirir as propriedades adequadas às melhores condições de separação, descritas a seguir.

A planta de processo é equipada com aquecedor, que sob uma pressão de 9 a 10 bar eleva a temperatura da mistura gás-óleo de 40 °C (mínima de chegada) a 55 °C (temperatura necessária à separação) no separador de alta pressão (primeira etapa do processo de separação). Em seguida, o óleo segue para o aquecedor a montante do separador de baixa pressão, onde a temperatura é elevada para 60 °C e o óleo estabilizado em baixa pressão, a 0,7 bar, caracterizando a segunda etapa do processo de separação gás – óleo.

O óleo segue para o degaseificador, de onde é encaminhado para o tratador eletrostático, de modo a garantir que seu teor de BSW (*Basic Sediments and Water* – relação entre o volume de água e sedimentos e o volume total da mistura) fique dentro dos limites requeridos (1 % BSW), e posteriormente resfriado, medido e encaminhado para os tanques de carga para armazenagem.

Após o separador de alta pressão, uma fração do gás é encaminhada para a unidade de tratamento de gás combustível para posterior utilização na geração de energia da unidade, e o restante enviado para o sistema de tocha.

Sistema de Tratamento de Gás

O propósito do sistema de tratamento de gás é condicionar o gás oriundo do sistema de separação e tratamento do óleo para uso interno como gás combustível (motores, turbinas, caldeiras).

Sistema de Tratamento de Água Produzida

Não está prevista a geração de água produzida em nenhum dos TLDs a serem realizados pelo FPSO BW Cidade de São Vicente. No entanto a plataforma possui sistema para tratamento deste efluente, o que possibilita o enquadramento deste conforme padrões estabelecidos pela Resolução CONAMA nº 393/2007.

Maiores detalhes sobre o tratamento de água produzida estão apresentados no item II.2.4.C.7 deste Estudo.

Sistema de fornecimento de água industrial

A água industrial utilizada no FPSO BW Cidade de São Vicente é captada do mar através de um sistema projetado para atender as demandas de combate a incêndio, do trocador do sistema fechado de água de resfriamento, e de água de serviço.

O FPSO BW Cidade de São Vicente aproveitará a água da planta de osmose reversa para produção de água doce para o consumo na caldeira. Esse gerador opera a baixa pressão e possui uma capacidade de produção de 60 toneladas por dia de água com 150 a 200 ppm de salinidade.

Sistema de geração de água potável

O FPSO BW Cidade de São Vicente possui uma unidade de osmose reversa, com capacidade de produção de 60 m³ de água potável por dia, o que é suficiente para suprir as necessidades de todas as operações realizadas na unidade: chuveiros, banheiros, limpeza em geral e consumo. Também está previsto o uso de água engarrafada para consumo.

Sistema de Tocha e Vent

O gás produzido e não utilizado como combustível será enviado para queima na tocha, com limitação de queima de 500 mil m³/d. A queima de gás na tocha também poderá ocorrer durante as despressurizações do sistema de processamento, em situações de emergência ou em caso de falha de equipamentos. Além dos sistemas da tocha, a unidade terá *vents* para o escape de gases provenientes dos processos das instalações que operam próximos à pressão atmosférica, tais como tanque de produtos químicos e vaso de drenagem aberta.

A tocha está projetada para queima sob condição contínua ou em emergência. Esse sistema localiza-se a 45 metros do *deck* principal, altura suficiente para garantir que o nível de radiação de calor em pontos específicos do FPSO seja aceitável (em qualquer condição climática e operacional – vazão de gás, alta ou baixa pressão), tanto para as pessoas quanto para os equipamentos. O sistema, constituído por 2 (dois) subsistemas muito simples e independentes (de alta e de baixa pressão), possui um vaso para retenção de condensados e uma rede coletora, que conduz os gases a uma única torre vertical, onde os queimadores de alta e baixa pressão estão instalados. A **Figura II.2.4-2** traz uma representação esquemática do sistema do *Flare* da unidade.

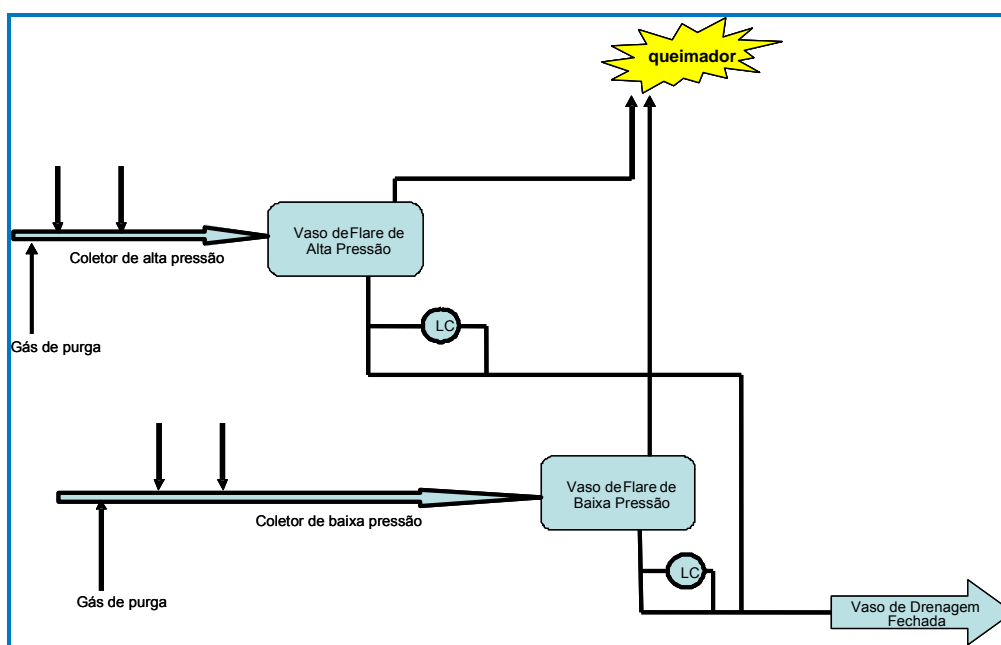


Figura II.2.4-2 - Fluxograma esquemático do Sistema do Flare (Tocha)

Sistema de geração de energia

O sistema de geração de energia do FPSO BW Cidade de São Vicente consiste de 1 (um) turbogerador a vapor de 900 kW, contendo mais 1 (um) de reserva, no qual o vapor utilizado é produzido por caldeira a gás.

O FPSO possui uma caldeira principal, localizada no *deck* principal, equipada com um sistema de tratamento de condensado e um sistema de abastecimento de água. Com capacidade de 25 t/h, sendo operada a gás ou a 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 Nm³/d.

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

Sistema de transferência de óleo (Offloading)

A transferência do óleo do FPSO BW Cidade de São Vicente para os navios aliviadores será feita através de mangotes flutuantes de 16" de diâmetro e 228 m de comprimento, a uma vazão de 4.400 m³/h.

Para os TLDs, considera-se que as operações de alívio ocorrerão sempre que se observar a proximidade do enchimento total dos tanques do navio. Como o descarregamento do FPSO para o navio aliviador deverá ter uma duração aproximada de 15 (quinze) horas, podendo, eventualmente, em função de condições meteorológicas ou logísticas, haver pequenos atrasos ou antecipações, deve-se programar o alívio para ocorrer cerca de 5 (cinco) dias antes do enchimento dos tanques (a depender do ritmo da produção que estiver ocorrendo).

O escoamento do óleo produzido será feito através de navios aliviadores em alinhamento do tipo *tandem* com o FPSO, isto é, alinhando popa ou proa do FPSO com a proa do navio aliviador (**Figura II.2.4-3**).



Figura II.2.4-3 - Exemplo de operação de transferência de óleo *in tandem*.

Fonte: PETROBRAS

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

Guindastes

A embarcação possui 2 (dois) guindastes que cobrem toda a área do *main deck*, sendo um de 18 t e o outro de 7 t.

Acomodações

As acomodações localizam-se na popa da embarcação e tem capacidade para 83 (oitenta e três) pessoas em 46 (quarenta e seis) cabines, sendo 9 (nove)

simples e 37 (trinta e sete) duplas. As acomodações são distribuídas por 3 (três) conveses, conforme mostra a **Tabela II.2.4-4**.

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.

Tabela II.2.4-4 - Distribuição das acomodações na UEP

Convés	Cabine Simples	Cabine Dupla
Convés A	4	6
Convés B	4	9
Convés C	1	22

FPSO Dynamic Producer

Assim como o FPSO BW Cidade de São Vicente, o FPSO *Dynamic Producer* conjugará atividades de processamento primário da produção, de estocagem e transferência de óleo para navios aliviadores. Provida de um sistema de posicionamento dinâmico, essa unidade permite que sua instalação e permanência no local não necessite de um sistema de ancoragem. Além disso, este FPSO possui um sistema de propulsão que permite o seu deslocamento para a próxima locação utilizando meios próprios.

A ligação do poço às facilidades de produção da plataforma é realizada por uma sonda, localizada à meia nau, através do uso de um *riser* rígido (EPR – *Early Production Riser System*), conforme descrição do sistema submarino apresentada no **item F**.

O FPSO *Dynamic Producer* foi construído em 1987, no estaleiro *Dallian* (China) e possui bandeira liberiana. A **Tabela II.2.4-5** apresenta as principais características dessa unidade, cujo arranjo geral está apresentado no final desta seção, na Planta II.2.4-3.

Tabela II.2.4-5 - Características Gerais do FPSO Dynamic Producer

Características	Descrição
Nome	<i>FPSO Dynamic Producer</i>
Ancoragem	Posicionamento Dinâmico (DP)
Comprimento Total	257,00 m
Boca moldada	46,00 m
Pontal (Altura até convés principal)	22,20 m
Borda livre	14,8 a 8,8 m
Peso leve	69.321 t
Calado médio	14,39 m
Altura do <i>Flare</i> (a partir do <i>deck</i>)	45,0 m acima do <i>deck</i> principal
Capacidade total dos tanques de óleo	482.223,52 barris (76.665,1 m ³)
Guindastes	4 guindastes, com capacidades de 15t (a 19,5 m), 15t (a 43 m), 5t (a 43 m) e 5t (a 35 m)
Sistema de geração de energia	4 turbogeradores gás/diesel Solar modelo Taurus 60 de 4600 kW. 4 geradores diesel Wartsila modelo 16V26 de 4600 kW 2 geradores diesel de 6500 kW 1 gerador de emergência de 1360 kW modelo 3512 B DITA
Unidade de Tratamento de Esgotos	3 unidades tipo: <i>Hamworthy Super Trident ST4A</i> Princípio de tratamento: lodo ativado com sistema de aeração suspensa Capacidade total: 18,3 m ³ /d
Capacidade de produção	1 poço produtor (produzindo por surgência natural) Capacidade de processar 30.000 bpd e 1,0 MM m ³ /d de gás
Capacidade de alojamento	106 pessoas
Heliponto	Formato circular, situado na popa, diâmetro de 25,2 m, peso máximo admissível de 12t.
Salvatagem	3 baleeiras "free fall" com capacidade para 40 pessoas cada. 11 botes de resgate com capacidade para 20 pessoas cada.

Casco

O FPSO *Dynamic Producer* possui fundo duplo, com tanques laterais dedicados a lastro, tanto a bombordo quanto a boreste. Os tanques centrais serão destinados ao armazenamento de óleo.

O sistema de posicionamento dinâmico é composto de 4 (quatro) *thrusters* azimutais e 3 (três) *thrusters* tipo túnel, sendo 2 (dois) na proa e 1 (um) na popa. À meia nau situam-se o *moonpool* e a estrutura da sonda, que é equipada com as facilidades para permitir a intervenção no poço produtor.

O FPSO *Dynamic Producer* está dimensionado para atender às 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.

Visando garantir a vida útil do FPSO, necessária às atividades dos TLDs, foram realizadas simulações de esforços globais e de fadiga no casco, considerando a ação de ondas, vento e correnteza típicas da Bacia de Santos, e estabelecidas especificações para todos os materiais estruturais utilizados na reformulação do casco.

Tanques

A estocagem de óleo no FPSO *Dynamic Producer* pode ser realizada em até 4 (quatro) tanques, dispostos ao centro da embarcação, que juntos perfazem uma capacidade total de 482.223,52 barris (76.665,1 m³). A plataforma conta, ainda, com um tanque de *slop* sujo e um tanque de *slop* limpo, com capacidades de 1.955,8 m³ e 1.981,5 m³.

Além dos tanques citados, essa unidade possui tanques específicos para óleo (diesel, combustível e lubrificante) e água (potável, industrial e de lastro), cujas capacidades encontram-se definidas na **Tabela II.2.4-6**. A Planta II.2.4-4 apresenta a disposição dos tanques no FPSO *Dynamic Producer*.

Tabela II.2.4-6 - Relação dos tanques do FPSO Dynamic Producer

Identificação do Tanque	Produto que armazena	Capacidade*	
		m ³	Barris*
Tanque N° 1 (central)	Óleo cru	22.531,8	141.725,03
Tanque N° 2 (central)	Óleo cru	22.820,1	143.538,44
Tanque N° 3 (central)	Óleo cru	10.738,8	67.547,06
Tanque N° 4 (central)	Óleo cru	20.574,4	129.412,99
Capacidade total de armazenamento de óleo	-	76.665,1	482.223,52
Tanque de Slop (BB) N° 1	Água e óleo	1.955,8	12.301,98
Tanque de Slop (BE) N° 2	Água e óleo	1.981,5	12.463,64
Tanque do Pico de Proa	Água de Lastro	6.605,9	41.551,11
Tanque Duplo Fundo N° 1	Água de Lastro	9.997,6	62.884,91
Tanques Laterais N° 2A (BE+BB)	Água de Lastro	6.044,5	38.019,91
Tanques Laterais N° 2B (BE+BB)	Água de Lastro	9.151,8	57.564,83
Tanque Duplo Fundo N° 2	Água de Lastro	12.801,4	80.520,81
Tanque Duplo Fundo N° 3	Água de Lastro	4.730,8	29.756,73
Tanques Laterais N° 4 (BE+BB)	Água de Lastro	7.207,5	45.335,18
Tanque Duplo Fundo N° 4	Água de Lastro	12.104,8	76.139,20
Tanque de Pico de Popa	Água de Lastro	1.538,6	9.677,79
Tanque Lateral na Praça de Máquinas	Óleo Combustível	1.435,1	9.026,78
Tanque Diário na Praça de Máquinas	Óleo Combustível	94	591,26
Tanque de Flotação na Praça de Máquinas	Óleo Combustível	110,4	694,42
Tanques de Rejeitos de Óleo Combustível	Óleo Combustível	11,6	72,96
Tanques de Diesel na Praça de Máquinas (D.B Tank, Deep Tank e Day Tank)	Óleo Diesel	442,6	2.783,95
Tanque de Diesel - <i>Moonpool</i>	Óleo Diesel	1.247	7.843,63
Tanque de Diesel - <i>Mud Pit</i>	Óleo Diesel	48	301,92
Tanque de água - <i>St. Gear Plataforma</i>	Água Potável	416,5	2.619,79
Tanque de água - <i>Moonpool</i>	Água Potável	432,8	2.722,31
Tanques de Lubrificante para as máquinas principais	Óleo Lubrificante	227,2	1.429,09
Tanques de Rejeitos de Óleo Lubrificante	Óleo Lubrificante	12,8	80,51

*Os valores apresentados são referentes a 98% da capacidade total de armazenamento do FPSO *Dynamic Producer*.

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

Todos os tanques de armazenamento de óleo possuem sistemas medidores de nível. Estes tanques são mantidos pressurizados com gás inerte e o teor de oxigênio é 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 tem acessos que permitirão inspeção interna quando estiverem vazios.

O FPSO *Dynamic Producer* também conta com um sistema de limpeza que funcionará a partir de máquinas posicionadas nos tanques de carga. O efluente gerado nestas operações de limpeza será encaminhado aos tanques de *slop*.

As tubulações dos tanques de carga, lastro e resíduos são individualizadas, a fim de evitar o contato entre os diferentes fluidos.

Sistema de gás inerte (SGI)

O sistema de geração e tratamento de gás inerte consiste no gerador *Flexinert MPG-1600*, com capacidade nominal de 15.000 Nm³/h, nas válvulas de controle de pressão manuais e quebradoras de vácuo e nas torres de alívio. Com o objetivo de prover gás inerte durante as operações de carregamento de óleo e de alívio (*offloading*), este sistema evita a entrada de ar nos tanques e a formação de uma atmosfera explosiva.

Um sistema de distribuição e coleta é utilizado para fornecimento de gás inerte e ventilação para cada tanque de carga, durante a operação de alívio. Uma válvula de controle e uma válvula de *by-pass* do sistema de distribuição e coleta controlam a pressão do gás inerte, cujo teor de oxigênio é monitorado e registrado na sala de controle. Também está prevista uma válvula de segurança (PSV) independente na linha de ventilação, com a função de proteger cada tanque de óleo e tanque de *slop* de qualquer sobre-pressão.

Sistemas de Lastro

Durante a transferência de petróleo do FPSO *Dynamic Producer* para o navio aliviador, o volume de óleo nos tanques de armazenagem é reduzido, diminuindo-se assim, gradualmente, o calado da embarcação. Para manter a estabilidade e o controle de esforços no FPSO, torna-se necessária, eventualmente, a operação da bomba de lastro, captando água do mar e bombeando-a para os tanques de

lastro, conforme a necessidade da operação. O sistema de lastro é totalmente isolado do sistema de armazenagem 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 efluentes.

Vale destacar que caso haja necessidade de transporte do FPSO para entrada ou saída do país, serão implementadas medidas regidas internacionalmente pela IMO (*International Maritime Organization*) de forma a evitar a introdução de espécies exóticas no meio onde forem realizadas as atividades.

Planta de processamento da produção

A planta de processamento da produção possui os recursos necessários para a separação inicial dos fluidos advindos dos poços. O módulo de processamento, assim como os demais módulos auxiliares, estão localizados em áreas abertas do convés, expostas à ventilação natural. A planta de processamento primário dos fluidos produzidos foi projetada considerando-se as propriedades físico-químicas do fluido oriundo dos poços objeto dos TLDs que serão realizados por esta unidade de produção.

Da mesma forma que o FPSO BW, o projeto da planta de processamento do *Dynamic Producer* permite a separação do óleo, gás e água, o tratamento e estabilização do óleo e o eventual tratamento da água produzida. Ressalta-se que também não está prevista a geração de água produzida durante as atividades, mas que caso isso ocorra, o efluente será tratado para o descarte conforme os padrões estabelecidos pela Resolução CONAMA nº 393/2007.

Para auxiliar as etapas de tratamento dos fluidos, bem como manter a integridade das instalações, a unidade é igualmente dotada de um sistema de injeção de produtos químicos, como desemulsificantes, antiespumante, inibidor de incrustação, inibidores de corrosão e polieletrólitos.

Os sistemas primários associados com as facilidades de processo de produção de óleo e gás no FPSO *Dynamic Producer* encontram-se listados a seguir.

- Sistema de Separação de Óleo e Gás;
- Sistema de Tratamento de Gás; e
- Sistema de Tratamento de Água de Produção.

Sistema de Separação de Óleo e Gás

O sistema de separação de óleo e gás consiste dos seguintes componentes: pré-aquecedor água/óleo do separador de produção; aquecedor de entrada do separador de produção; separador de produção trifásico; aquecedor de entrada do tratador eletrostático; tratador eletrostático; separador atmosférico; bombas de injeção de produtos químicos; vaso de gás separado; hidrociclone; tanque de lavagem; coalescedor de água; tratamento de gás combustível; vasos da tocha; sistema de tocha (*flare*). A interligação desses equipamentos pode ser observada na **Figura II.2.4-4** - .

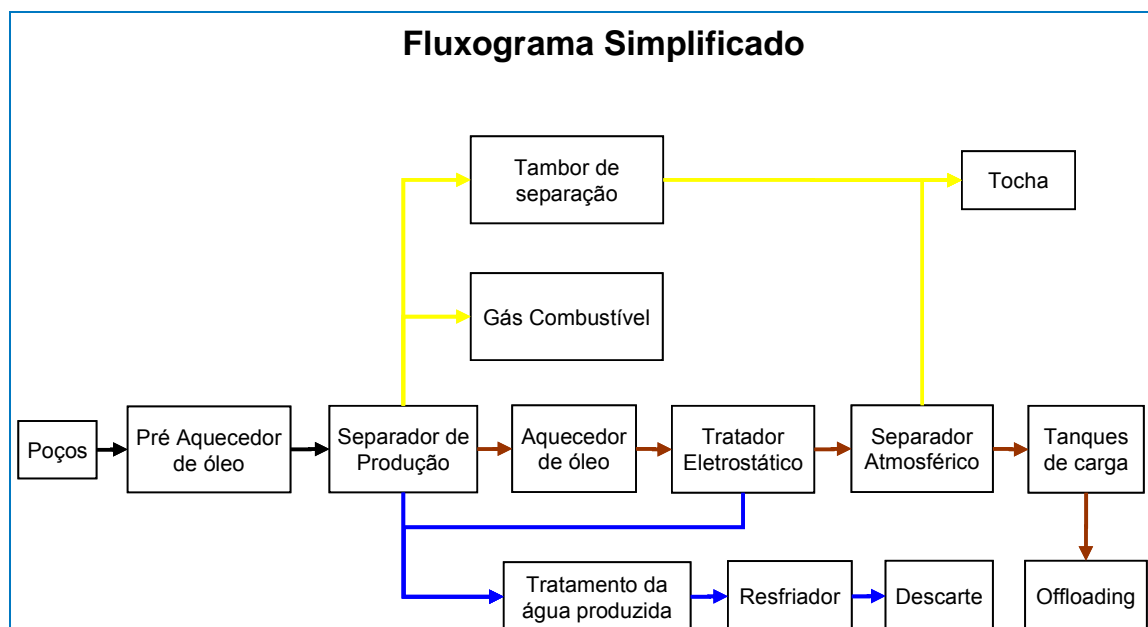


Figura II.2.4-4 - Diagrama esquemático do processo de separação e tratamento de óleo e gás no FPSO *Dynamic Producer*.

LEGENDA

	Óleo + Gás		Óleo		Gás		Água (caso haja produção)
--	------------	--	------	--	-----	--	---------------------------

A planta de processo do FPSO tem capacidade para processar 30.000 bpd e 1,0 MM Nm³/d de gás, cujo dimensionamento considerou os seguintes parâmetros:

- Número de poços produtores interligados ao FPSO *Dynamic Producer*.
1 (um) poço por vez;
- Temperatura do óleo ao chegar no FPSO *Dynamic Producer*. mínima de 30 °C e máxima de 50 °C.

Inicialmente, o petróleo proveniente do poço que chegar ao FPSO *Dynamic Producer* através do único *riser* rígido de produção (EPR) será direcionado, via válvula *choke*² de superfície, para os pré-aquecedores e para o aquecedor de produção, onde o petróleo será aquecido até adquirir as propriedades adequadas às melhores condições de separação.

Do aquecedor, o fluido segue para o separador de produção trifásico, projetado para receber uma vazão de 199 m³/h de óleo, 3,5 m³/h de água e 25.580,00 Nm³/h de gás. Esse vaso opera a uma temperatura de 90°C e a uma pressão de 1.100 kPa.

Após o separador de produção, o óleo é enviado para um novo aquecedor de produção e, em seguida, para o tratador eletrostático, cuja função é especificar o óleo a um BSW de, no máximo, 1% e a uma salinidade máxima de 570 mg/l.

Uma vez especificado, o óleo passa para o separador atmosférico, de forma a possibilitar a retirada do gás remanescente, sendo posteriormente enviado à estação de medição e em seguida estocado nos tanques do navio. As condições de operação do separador é de 60 °C de temperatura e 200 kPa de pressão.

² Válvula utilizada para controlar e ajustar a vazão dos poços.

Uma fração do gás armazenado no separador de produção é encaminhada à unidade de tratamento de gás combustível para utilização na geração de energia pra a unidade, e o restante enviado para o sistema de tocha.

Sistema de Tratamento de Gás

O propósito do sistema de tratamento de gás é condicionar o gás oriundo do sistema de separação e tratamento do óleo para uso interno como gás combustível (motores, turbinas, caldeiras).

Sistema de Tratamento de Água Produzida

Não está prevista a geração de água produzida em nenhum dos TLDs a serem realizados pelo FPSO *Dynamic Producer*. No entanto, a plataforma possui sistema para tratamento deste efluente, possibilitando o enquadramento deste conforme os padrões estabelecidos pela Resolução CONAMA nº 393/2007.

Sistema de aquecimento da planta de processo

O FPSO *Dynamic Producer* possui aquecedores tipo casco/tubo, com o objetivo de proporcionar ao fluido produzido, o calor necessário para o alcance da temperatura ideal à separação óleo/água.

O fluido térmico é aquecido em caldeiras GESAB TOH 8000 H60 (2 x 100%), de 8,00 MW, que utilizam diesel ou gás natural.

Sistema de captação e descarte da água de resfriamento

A água do mar utilizada para o resfriamento e outros consumos é captada através de 2 (duas) bombas, que se encontram localizadas nas caixas de mar (bombordo e boreste). Além dessas bombas, com capacidade de 1500 m³/h cada, o sistema de captação abrange 2 (dois) trocadores de calor, tanques de expansão, caixas de mar e circuitos de consumo. A temperatura de entrada no sistema corresponde à temperatura da água a 15 m de profundidade, com o limite máximo de 32 °C. Depois de circular pelos consumidores, esta água é descartada a uma temperatura abaixo de 40 ° C.

Para evitar a corrosão, o sistema é equipado com 1 (uma) unidade de tratamento eletrolítico que previne o crescimento de vida marinha nos dutos, onde cada caixa de mar possui um sistema independente.

Sistema de geração de água potável

O FPSO *Dynamic Producer* possui 4 (quatro) geradores de água doce, com capacidade de 25 m³/d cada. Adicionalmente aos 4 (quatro) geradores, o sistema compreende 2 (dois) tanques hidrofóricos e uma unidade de potabilização.

A produção de água potável é suficiente para suprir as necessidades de todas as operações realizadas na unidade, tais como chuveiros, banheiros, limpeza em geral e consumo. Também está previsto o uso de água engarrafada para consumo.

Sistema de Tocha e Vent

O gás produzido e não utilizado como combustível para geração de energia na unidade será enviado para queima na tocha do *flare*. Apesar de estar dimensionado para a queima de 1.000.000 Nm³/d, nas operações dos TLDs aqui descritas, o equipamento operará com limitação de queima de 500 mil Nm³/d. A queima de gás na tocha também poderá ocorrer durante eventuais despressurizações do sistema de processamento, em situações de emergência ou em caso de falha de equipamentos. Além dos sistemas de *flare*, a unidade disporá de *vents* para o escape de gases provenientes dos processos das instalações que operam próximos à pressão atmosférica, tais como tanque de produtos químicos e vaso de drenagem aberta.

O *flare* está projetado para queima sob condição contínua ou em situação emergência. Esse sistema localiza-se a uma altura de 45 metros do *deck* principal, suficiente para garantir que o nível de radiação de calor em pontos específicos do FPSO seja aceitável (em qualquer condição climática e operacional – vazão de gás, alta ou baixa pressão) para as pessoas e equipamentos. O sistema, constituído por 2 (dois) subsistemas muito simples e independentes (de alta e de baixa pressão), possui um vaso para retenção de

condensados e uma rede coletora, que conduz os gases a uma única torre vertical, onde os queimadores de alta e baixa pressão encontram-se instalados. A **Figura II.2.4-2** - , apresentada na descrição do FPSO BW Cidade de São Vicente, também pode ser utilizada como uma representação esquemática do sistema do *flare* utilizado no FPSO *Dynamic Producer*.

Sistema de geração de energia

O sistema de geração de energia do FPSO *Dynamic Producer* se divide em 2 (dois) sistemas independentes:

- Sistema de fornecimento de energia da embarcação, e
- Sistema de energia da propulsão e posicionamento dinâmico (DP).

Suprimento de Energia da Embarcação

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 obedece à notação IMO classe 2 e possui 2 (duas) fontes independentes de alimentação: conjunto de geradores diesel Wartsila modelo 16V26 de 4600 kW de potência, a 6,6 kV (2 x 100%) e conjunto de turbogeradores Solar modelo Taurus 60, de 4600 kW de potência a 6,6 kV. Os turbogeradores são bicomustível gás/diesel, com comutação automática (2 x 100%) .

Suprimento de Energia do Sistema de Propulsão e Posicionamento Dinâmico (DP)

Responsável pelo suprimento de energia ao sistema de propulsão (*thrusters* e propulsores) e ao sistema DP (computadores, sistema de referência e sensores), esse sistema de energia também obedece à notação IMO classe 2 e dispõe de 2 (dois) geradores e 2 (dois) turbogeradores de mesmas especificações do sistema de suprimento de energia descrito acima.

Esta configuração garante a segurança da embarcação mesmo em caso de falta de energia, permitindo que a sua posição seja mantida ou, pelo menos, que a conexão do *riser*-navio seja conservada até a unidade ser transferida para uma área segura.

Os 2 (dois) sistemas utilizam, preferencialmente, as turbinas a gás durante o período de produção do poço, de modo a minimizar o volume queimado na tocha do *flare*.

Vale destacar que todos esses equipamentos estão de acordo com a ISO-3046-1 *Standard* (item 7.3), que especifica os requerimentos para a declaração de potência, consumo de combustível, consumo de óleo lubrificante, além de outras exigências definidas na norma ISSO-15550.

Sistema de transferência de óleo (*Offloading*)

A transferência do óleo do FPSO *Dynamic Producer* para os navios aliviadores será realizada através de um mangote de 16" de diâmetro e 250 m de comprimento, a uma vazão de 3.000 m³/h.

Guindastes

A embarcação é dotada de 4 (quatro) guindastes, que cobrem toda a área do *main deck*, com capacidades de: 15t (a 19,5m), 15t (a 43m), 5t a (43m) e 5t (a 35m).

Acomodações

As acomodações localizam-se na popa da embarcação, possuindo capacidade para 106 (cento e seis) pessoas. As cabines tem 3 (três) padrões distintos, sendo elas:

- 4 (quatro) cabines executivas com escritório;
- 3 (três) cabines exclusivas (para 1 (uma) pessoa);
- 49 (quarenta e nove) cabines duplas.

A unidade possui 6 (seis) salas de escritórios, 2 (duas) salas de reunião, sala de *briefing*, enfermaria provida de 2 (dois) leitos, cozinha industrial, auditório, despensa para mantimentos, lavanderia, câmaras frigoríficas, cabines telefônicas, sala de telecomunicações, sala de controle e sala de painéis.

Pilotos e Desenvolvimento de Produção

Conforme mencionado anteriormente, estão previstos FPSOs para a realização dos Pilotos de Guará e Tupi NE e DP de Iracema, os quais serão responsáveis pelas atividades de processamento primário da produção, estocagem e transferência de óleo para navios aliviadores.

Como tais unidades ainda se encontram em processo de contratação apresenta-se, a seguir, a descrição de um FPSO Genérico, baseado nas características do FPSO Cidade de Angra dos Reis, devido à similaridade deste com as plataformas que serão contratadas.

FPSO Genérico

A **Tabela II.2.4-7** - lista as principais características do FPSO Genérico, cujo arranjo geral está apresentado na Planta II.2.4-5 no final dessa seção.

Tabela II.2.4-7 - Características Gerais do FPSO Genérico

Características	Descrição
Nome	<i>FPSO Genérico</i>
Ancoragem	Spread Mooring System
Comprimento Total	330,00 m
Boca moldada	58,00 m
Pontal (Altura até convés principal)	29,70 m
Borda livre	9,309 m
Peso leve	76.211 t
Calado médio	13,7 m
Altura do <i>Flare</i> (a partir do deck)	80,0 m acima do deck principal
Capacidade total dos tanques de óleo	1.752.463,95 barris (278.611,1 m ³)
Guindastes	3 guindastes com capacidades de 20 t, 15 t e 7,5 t
Sistema de geração de energia	3 turbo-geradores de 24,79 MW a gás e/ou diesel cada; 2 geradores auxiliares a diesel de 1,2 MW cada; 1 moto gerador a diesel de emergência de 1,2 MW

Continua

Tabela II.2.4 7 (Conclusão)

Características	Descrição
Unidade de Tratamento de Esgotos	Tipo: <i>Hamworthy ST10</i> Princípio de tratamento: lodo ativado com sistema de aeração suspensa 01 unidade com capacidade de 15,81 m ³ /d
Capacidade de produção	Capacidade de processar 100.000 bpd e 5,0 MM m ³ /d de gás e de tratar 14,400 m ³ /d de água produzida
Capacidade de alojamento	100 pessoas
Heliponto	Formato: Circular Dispõe de equipamentos para reabastecimento
Salvatagem	4 Baleeiras com capacidade para 50 pessoas cada. 5 Balsas salva-vidas com capacidade para 25 pessoas cada. 1 Barco resgate com capacidade para 6 pessoas.

Casco

O FPSO Genérico possuirá fundo singelo será dimensionado para atender às necessidades operacionais da PETROBRAS (carga de convés, estabilidade, capacidade de armazenamento, movimentos, etc). Além disso, o FPSO Genérico atenderá aos requisitos de Regra da Sociedade Classificadora, e de Regulamentos Estatutários Internacionais exigidos pelo país de registro.

Visando garantir a vida útil do FPSO, necessária às atividades dos Pilotos e Desenvolvimento de Produção, serão realizadas verificações de esforços globais e de fadiga no casco, considerando a ação de ondas, vento e correnteza, típicas da Bacia de Santos, e serão estabelecidas especificações para todos os materiais estruturais utilizados na reformulação do mesmo.

O aço utilizado na estrutura do casco deverá estar de acordo com os requerimentos e regulamentações, considerando as conexões estruturais, espessura do material, composição dos fluidos e temperatura mínima projetada.

Tanques

A estocagem de óleo no FPSO Genérico deverá ser realizada em até 11 (onze) tanques, dispostos ao centro da embarcação, que juntos perfazem uma

capacidade total de 1.788.228 bbl (284.297 m³), sem contar os dois tanques de *slop* com capacidade total de 79.442 bbl (12.630 m³).

Além dos tanques citados, o FPSO Genérico deverá possuir tanques para lastro, efluente oleoso, óleo combustível/diesel, óleo lubrificante, borra oleosa, água doce e para água potável, cujas capacidades encontram-se estimadas na **Tabela II.2.4-8**. A provável disposição dos Tanques no FPSO Genérico está apresentada na Planta II.2.4-6, ao final desta seção.

Tabela II.2.4-8 - Relação dos tanques do FPSO Genérico.

Identificação do tanque	Produto que armazena	Capacidade**	
		m ³	Barris
Tanque de Óleo nº 1 (central)	Óleo cru	32.701,6	205.693,08
Tanque de Óleo nº 1 (bombordo)	Óleo cru	24.799,9	155.991,38
Tanque de Óleo nº 1 (boreste)	Óleo cru	23.933,6	150.542,36
Tanque de Óleo nº 2 (central)	Óleo cru	26.078,8	164.035,66
Tanque de Óleo nº 3 (central)	Óleo cru	17.502,8	110.092,62
Tanque de Óleo nº 3 (bombordo)	Óleo cru	23.090,8	145.241,14
Tanque de Óleo nº 3 (boreste)	Óleo cru	25.912,2	162.987,75
Tanque de Óleo nº 4 (central)	Óleo cru	29.794,0	187.404,27
Tanque de Óleo nº 5 (central)	Óleo cru	37.985,8	238.930,70
Tanque de Óleo nº 5 (bombordo)	Óleo cru	18.965,0	119.289,86
Tanque de Óleo nº 5 (boreste)	Óleo cru	17.846,8	112.256,38
Capacidade total de armazenamento de óleo		278.611,1	1752.463,95
Tanque de Água Fora de Especificação	Água e Óleo	14.898,9	93.714,09
Tanque de <i>Slop</i> (bombordo)	Água e Óleo	6.188,7	38.926,93
Tanque de <i>Slop</i> (boreste)	Água e Óleo	6.188,7	38.926,93
Tanque de Lastro (bombordo)	Água de Lastro	23.738,5	149.315,18
Tanque de Lastro (boreste)	Água de Lastro	20.833,8	131.044,61
Tanque nº 2 Bombordo	Vazio	20.833,8	131.044,61
Tanque nº 4 (boreste)	Vazio	23.738,5	149.315,18
Tanque de Proa (central)	Vazio	9.999,9	62.899,38
* Tanque de Combustível (bombordo)	Óleo Combustível/Diesel	2.697,0	16.964,13
* Tanque de Combustível (boreste)	Óleo Combustível/ Diesel	2.433,3	15.305,46
* Tanque Óleo Combustível 1	Sedimentação de Óleo Combustível	56,8	357,27
* Tanque de Óleo Combustível 2	Óleo Combustível	35,3	222,04
* Tanque de Transbordo de Óleo Combustível (boreste)	Óleo Combustível	42,1	264,81
Tanque de Óleo Diesel 1	Óleo Diesel	249,9	1.571,87
Tanque de Óleo Diesel 2	Óleo Diesel	13,7	86,17

Continua

Tabela II.2.4 8 (Conclusão)

* Poceto de Óleo Lubrificante	Óleo Lubrificante	47,4	298,15
* Tanque de Óleo Lubrificante 1	Sedimentação de Óleo Lubrificante	48,1	302,55
* Tanque Óleo Lubrificante 2	Óleo Lubrificante	48,1	302,55
* Cilindro 1 (boreste)	Óleo Lubrificante	80,2	504,46
* Cilindro 2 (boreste)	Óleo Lubrificante	80,2	504,46
Tanque de Efluente Oleoso	Efluente Oleoso	28,6	179,89
Tanque de Efluente Oleoso Bombordo - Popa	Efluente Oleoso	12,1	76,11
Tanque de Água Oleos (bombordo) - Proa	Efluente Oleoso	12,1	76,11
Tanque de Óleo Sujo (bombordo)	Efluente Oleoso	41,9	263,55
Tanque de Óleo Sujo 1 (boreste)	Efluente Oleoso	9,4	59,13
Tanque de Óleo Sujo 2 (boreste)	Efluente Oleoso	51,2	322,05
Borra Oleosa (boreste)	Borra Oleosa	7,6	47,80
Tanque de Borra Sólida	Borra Oleosa	15,9	100,01
Tubo Central de Popa		16,8	105,67
Água Doce	Água Doce	170,5	1.072,45
Tanque de Água Potável (bombordo)	Água Potável	137,2	862,99
Tanque de Água destilada 1 (boreste)	Água Destilada	170,5	1.072,45
Tanque de Água destilada 2 (boreste)	Água Destilada	137,2	862,99

*Tanques utilizados somente durante a navegação.

**Os valores apresentados são referentes a 98% da capacidade total de armazenamento do FPSO Genérico.

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

Todos os tanques de armazenamento de óleo deverão possuir sistemas medidores de nível e serão mantidos pressurizados com gás inerte e o teor de oxigênio deverá ser 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 deverão ter acessos que permitirão inspeção interna quando estiverem vazios.

O FPSO Genérico também contará com um sistema de limpeza que funcionará a partir de máquinas posicionadas nos tanques de carga. O efluente gerado nestas operações de limpezas será encaminhado aos tanques de *slop*.

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

Sistema de gás inerte (SGI)

O FPSO Genérico possuirá uma planta para geração e tratamento de gás inerte baseada na obtenção de gás a partir da caldeira. Durante operações de carregamento de óleo e alívio (*offloading*), um sistema de distribuição e coleta será utilizado para fornecimento de gás inerte e ventilação. Durante o alívio, o gás inerte será fornecido a partir da caldeira de operação para cada tanque de carga. Uma válvula de controle e uma válvula de *by pass* do sistema de distribuição e coleta controlam a pressão do gás inerte, cujo teor de oxigênio será monitorado e registrado na sala de controle. Como redundância, é prevista uma válvula de segurança (PSV) independente na linha de ventilação, visando proteger cada tanque de óleo e tanque de *slop* de qualquer sobre-pressão.

Sistema de Lastro

Durante a transferência de petróleo do FPSO Genérico para o navio aliviador, o volume de óleo nos tanques de armazenagem é reduzido, diminuindo-se assim o calado da embarcação. A fim de manter a estabilidade e o controle de esforços no FPSO, eventualmente, a bomba de lastro será colocada em operação, captando água do mar e bombeando para os tanques de lastro, dependendo da necessidade operacional. O sistema de lastro deverá ser totalmente isolado do sistema de armazenagem do petróleo e seus tanques e bombas serão totalmente independentes. Como não haverá nenhuma possibilidade de contaminação da água de lastro com óleo, o sistema não será considerado uma fonte de efluentes.

Vale destacar que caso haja necessidade de transporte dos FPSOs que realizarão os Pilotos e Desenvolvimento de Produção, para entrada ou saída do país, serão implementadas medidas regidas internacionalmente pela IMO (*International Maritime Organization*) de forma a evitar a introdução de espécies exóticas no meio onde forem realizadas as atividades.

Planta de processamento da produção

A planta de processamento da produção possuirá os recursos necessários para a separação inicial dos fluidos advindos dos poços. A planta será dividida em

módulos, que serão posicionados de acordo com a seqüência lógica do processamento dos fluidos da formação. Os módulos de processamento, assim como os demais módulos auxiliares, estarão localizados em áreas abertas do convés, expostas à ventilação natural. A planta de processamento primário dos fluidos produzidos será projetada considerando-se as propriedades físico-químicas do fluido oriundo dos poços do Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos.

O projeto da planta de processamento do FPSO Genérico deverá permitir 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 nº 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, como desemulsificantes, antiespumante, inibidor de incrustação, inibidores de corrosão e polieletrólitos.

Os sistemas primários associados com as facilidades de processo de produção de óleo, gás e água no FPSO Genérico estão listados a seguir:

- Sistema de Separação e Tratamento de Óleo, Gás e Água;
- Sistema de Tratamento da Água de Injeção;

Sistema de Separação e Tratamento de Óleo, Gás e Água

O sistema de separação de óleo, água e gás consistirá dos seguintes componentes: separador de água livre; sistema de aquecimento do óleo; separador de produção; tratador eletrostático; separador atmosférico; resfriador de óleo estabilizado; vaso de decantação de líquido; sistema de remoção de H₂S; sistema de desidratação do gás; sistema de remoção de CO₂; hidrociclone; flutador; resfriador do sistema de tratamento da água produzida; e sistema de tocha (*flare*). A interligação desses equipamentos pode ser observada na **Figura II.2.4-5**.

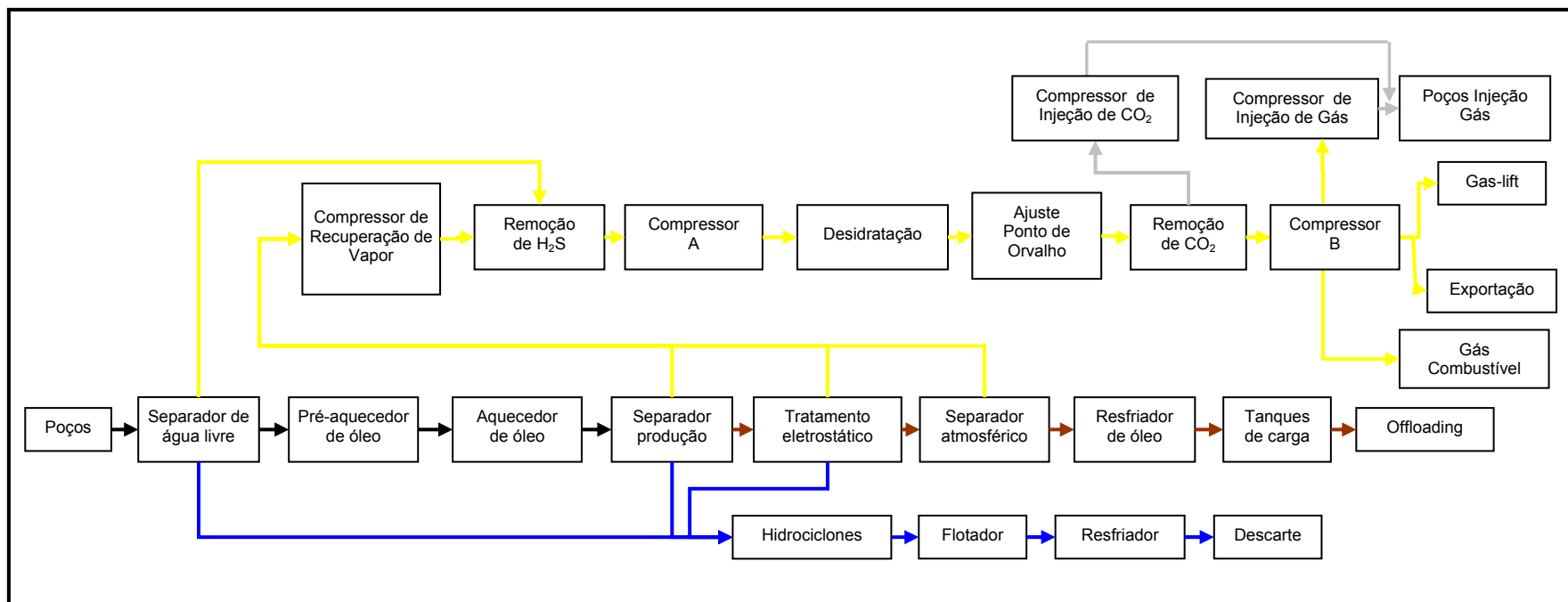
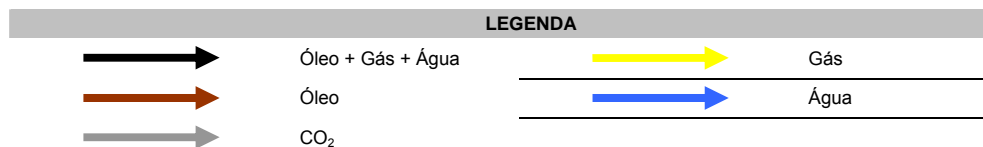


Figura II.2.4-5 - Diagrama esquemático do processo de separação e tratamento de óleo, água produzida e gás no FPSO Genérico



A planta de processo do FPSO Genérico terá capacidade para processar no mínimo 100.000 bpd e 5.0 MM m³/d de gás, e de tratar 14.400 m³/d de água produzida. O dimensionamento dos FPSOs a serem afretados irá considerar os seguintes parâmetros:

- Número de poços produtores interligados ao FPSO: variáveis para cada um dos projetos pilotos e desenvolvimento de produção (contemplados no suíte II.2.1.D deste estudo);
- Temperatura do óleo ao chegar no FPSO: mínima de 22 °C e máxima de 30 °C.

O óleo proveniente dos poços chega ao FPSO e recebe inicialmente a injeção de produtos químicos como desemulsificante, antiincrustante e antiespumante de forma a aumentar a eficiência do processamento de óleo.

A planta de processo também será equipada com um separador de água livre, que promoverá a separação primária do óleo, gás e água, e um sistema de aquecimento a montante do separador de produção, que elevará a temperatura a fim de adquirir as propriedades adequadas às melhores condições de processamento, considerando que o separador de produção opera a uma pressão de aproximadamente 8 bar. Em seguida, o óleo é enviado ao tratamento eletrostático para o enquadramento dos parâmetros água e sal.

O óleo, então, seguirá para o degaseificador, e posteriormente será resfriado, medido e encaminhado para os tanques de carga para armazenagem.

Após a separação, no separador de água livre e no separador de produção, o gás será encaminhado para a unidade de tratamento do gás, composta pelos sistemas de remoção de H₂S, de desidratação e de remoção de CO₂.

Para viabilizar o seu descarte conforme a legislação vigente, a água de produção receberá um tratamento constituído por um conjunto de hidrociclones e flotores, que irão promover a remoção do óleo, e por um sistema de resfriamento, que reduzirá a temperatura do efluente.

Sistema de Separação e Tratamento de Água de Injeção

A finalidade do tratamento da água de injeção é evitar a corrosão na tubulação dos poços de injeção, a formação de incrustação na tubulação dos poços de produção de óleo, a obstrução do meio poroso da rocha-reservatório e a proliferação de bactérias sulfato-redutoras presentes nas rochas-reservatório.

Nos sistemas de água de injeção em reservatórios com grande potencial de incrustação, é necessário que a água captada da superfície do mar passe por uma Unidade de Remoção de Sulfatos (SRU). Essa unidade tem a função de reduzir o teor de sulfatos na água de aproximadamente 2.700 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 BaSO₄, SrSO₄ e CaSO₄.

A partir do sistema de captação e filtragem, a corrente de água será bombeada para os bancos de membranas, onde sofrerá uma redução dos sulfatos.

A água utilizada no sistema de tratamento da água de injeção será captada no mar através de bombas de captação e passará pelos seguintes processos: (a) processo de filtragem para remoção de sólidos acima de 5 µ; (b) processo de dessulfatação para a redução do teor de sulfatos; (c) processo de desaeração a vácuo; (d) tratamento químico com injeção de biocida e seqüestrante de oxigênio.

No processo de dessulfatação, cerca de 50% da água será permeada e enviada para a saída da SRU, enquanto a outra metade será direcionada para o segundo estágio de membranas, sofrendo o mesmo processo de permeação. Ao final dos dois estágios, a água dessulfatada, correspondente a aproximadamente 62,5% do fluxo inicial, seguirá para o sistema de injeção de água. O restante, o rejeito, equivalente a cerca de 37,5% do total, será descartado para o mar em linha independente no costado do FPSO.

Após o processo de filtragem e desaeração da água é necessária a injeção de seqüestrante de cloro (*Antichlor* ou *Sequest SC40* ou *Control IS3020* ou *BDE6038*), de inibidor de incrustação (*Vitec 3000* ou *ScaleTreat 890C* ou

Hypersperse MDC150 ou PC191), e de biocida (*RoCide DB-20 ou Biocontrol RO ou Biomate MBC2881 ou PC11*), com a finalidade de proteger as membranas da Unidade de Remoção de Sulfatos (SRU).

Ressalta-se que o biocida RoCide DB-20 será utilizado apenas durante as operações sanitização/limpeza, sendo injetado apenas 1 (uma) vez por semana ao longo de 1 (uma) hora.

A **Figura II.2.4-6** apresenta o fluxograma da planta de tratamento de água de injeção do FPSO Genérico.

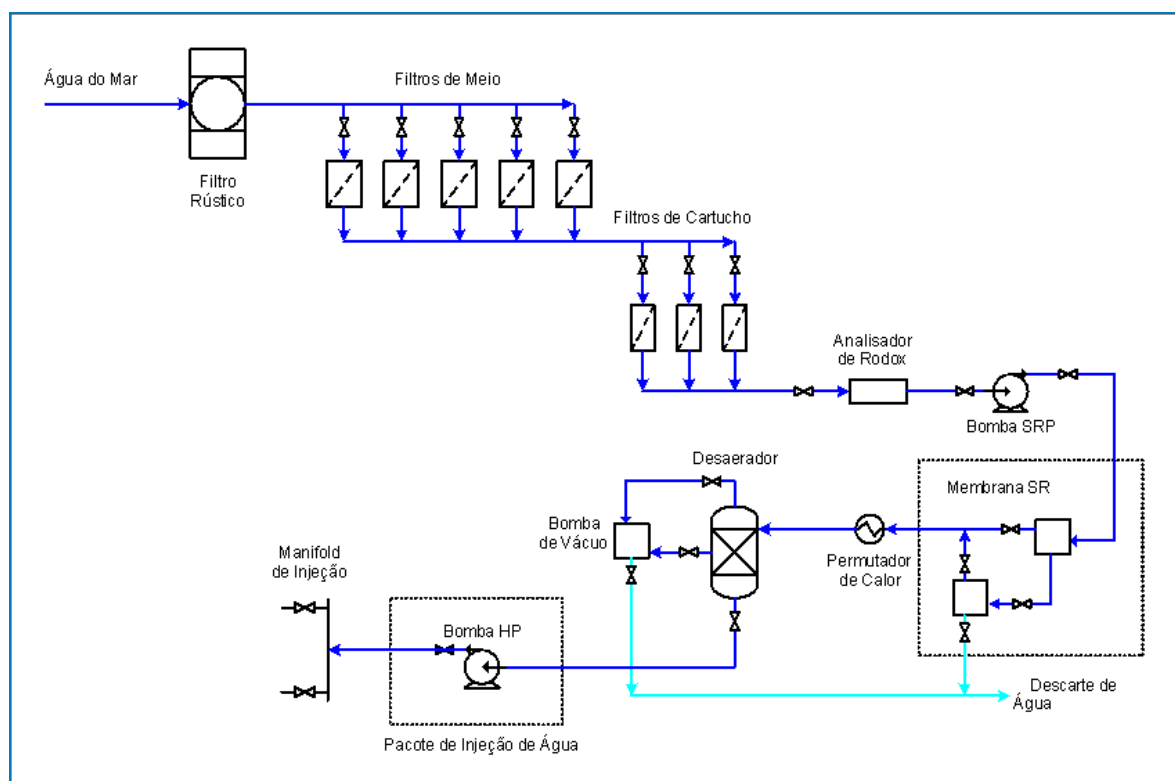


Figura II.2.4-6 - Fluxograma esquemático da planta de tratamento de água de injeção do FPSO Genérico.

Sistema de fornecimento de água industrial

A água industrial utilizada no FPSO Genérico será captada do mar, cujo sistema de captação deverá ser projetado para atender aos seguintes

subsistemas: combate a incêndio, trocador do sistema fechado de água de resfriamento, e água de serviço.

Sistema de Geração de Água Potável

O Sistema de Água Potável do FPSO Genérico deverá possuir capacidade de fornecimento de água potável necessária a todos os usuários da unidade, bem como da água a ser utilizada no Tratamento Eletrostático (água de diluição para a remoção da salinidade e enquadramento do óleo às especificações requeridas).

O sistema de água potável do FPSO Genérico será composto por 2 (duas) unidades de osmose reversa.

Sistema de Tocha e Vent

A queima de gás na tocha ocorrerá somente durante as partidas, despressurizações do sistema de processamento em situações de emergência ou em caso de falha de equipamentos. Não haverá queima de gás produzido, pois este será utilizado no sistema de geração de energia do FPSO e o excedente será exportado por meio do Gasoduto em questão (Guará-Tupi, Tupi NE-Tupi ou Iracema-Tupi NE). O gasoduto Iracema-Tupi NE interligará a unidade de produção que estiver atuando no DP de Iracema ao gasoduto Tupi NE-Tupi, enquanto os gasodutos Guarά-Tupi e Tupi NE-Tupi interligarão as respectivas unidades de produção ao PLEM-TUP-001, localizado na base do FPSO Cidade de Angra dos Reis (Piloto de Tupi). No PLEM-TUPI-001 haverá o entroncamento com o gasoduto Tupi-Mexilhão, que escoo o gás produzido nestas áreas até a plataforma de Mexilhão (PMXL-1). Em PMXL-1 haverá outro entroncamento, onde o gás será enviado para a Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (UTGCA), no município de Caraguatatuba, onde será tratado.

O flare estará projetado para queima sob condição de emergência. Este sistema se localiza na proa do FPSO a uma altura suficiente para garantir que o nível de radiação de calor em pontos específicos do FPSO seja aceitável (em qualquer condição climática e operacional – vazão de gás, alta ou baixa pressão) para as pessoas e equipamentos. O sistema, será constituído por uma única torre

vertical com 2 (dois) subsistemas muito simples e independentes um de Alta Pressão - HP (maior que 10,3 kgf/cm²) e o outro de Baixa Pressão – LP (menor que 10,3 kgf/cm²). O condensado recuperado pelos dois subsistemas é enviado para o Tanque de *Off-Spec*. A **Figura II.2.4-2**, apresentada na descrição do FPSO BW Cidade de São Vicente, também pode ser utilizada como uma representação esquemática do sistema do *flare* utilizado no FPSO Genérico.

Os Flares serão projetados para as seguintes vazões máximas:

- Flare HP: 5.000.000 m³/dia – Emergência;
- Flare LP: 450.720 m³/dia – Emergência.

Além dos sistemas de *flare*, a unidade terá vents para o escape de gases provenientes dos processos das instalações que operam próximos à pressão atmosférica, tais como tanque de produtos químicos e vaso de drenagem aberta.

O Sistema de Tocha será projetado para queimar todo o gás produzido, caso ocorra parada na planta de processo ou no sistema de escoamento. Durante a operação normal haverá a chama permanente do projeto, com consumo de gás de no entorno de 3.000 m³/dia.

Sistema de geração de energia

O sistema de geração de energia do FPSO Genérico consistirá de 3 (três) turbo-geradores de 24,79 MW cada, bicomustíveis, com consumo estimado de 5.572 m³/mês de diesel e 4.380.480 kg/mês de gás.

Além disso, a unidade possuirá 2 (dois) geradores auxiliares a diesel de 1,2 MW cada, com consumo estimado de 159,76 m³/mês.

O FPSO possuirá uma caldeira principal, responsável pelo vapor necessário ao acionamento das bombas de *offloading*. Esta caldeira irá operar com consumo estimado de 1.952.640 m³/mês de gás ou 2.627,79 m³/mês de óleo diesel e será equipada com sistema de tratamento de condensado e sistema de abastecimento de água, proveniente do sistema de água doce. Adicionalmente, o FPSO

Genérico também dispõe de uma caldeira de emergência com consumo estimado de 5.075,79 m³/mês de óleo diesel.

O óleo diesel será utilizado somente durante a pré-operação, ou em situações de emergência, sendo substituídos por gás imediatamente após a estabilização da produção.

Sistema de transferência de óleo (Offloading)

A transferência do óleo do FPSO Genérico para os navios aliviadores será realizada através de mangotes flutuantes de 20" de diâmetro e 230 m de comprimento. A vazão de transferência de óleo será de 6.625 m³/h.

Para os Pilotos de Produção de Guará e de Tupi NE e o Desenvolvimento de Produção de Iracema, está sendo considerado que as operações de alívio ocorrerão sempre que se observar a proximidade do enchimento total dos tanques do navio. A depender do ritmo da produção que estiver ocorrendo, deve-se programar o alívio para ocorrer cerca de 5 (cinco) dias antes do enchimento dos tanques. Sendo assim, o descarregamento do FPSO para o navio aliviador será feito em aproximadamente 24 horas podendo, eventualmente, em função de condições meteorológicas ou logísticas, haver pequenos atrasos ou antecipações destas operações de alívio.

O escoamento do óleo produzido será através de navios aliviadores em alinhamento do tipo *tandem* com o FPSO, conforme exemplo apresentado na **Figura II.2.4-3**. Essa transferência será controlada por sistemas de detecção de vazamento existentes em ambas as unidades. A amarração entre as embarcações será feita com um cabo de polipropileno de 21" de diâmetro denominado de "*hawser*".

A operação de transferência de óleo (*offloading*) será realizada periodicamente, através de mangotes flutuantes, com uma distância de cerca de 150 metros entre o navio aliviador e a plataforma. O mangote de transferência possuirá dupla carcaça, classe # 300 e ficará armazenado em carretel. O óleo será bombeado através de uma estação de medição e seguirá para o navio

aliviador através de uma mangueira flexível (mangote) de 20” de diâmetro e comprimento de 230 metros.

Conforme descrito anteriormente, o procedimento operacional de transferência do óleo consiste das manobras de amarração, conexão, transferência (*offloading*), desconexão e desamarração sendo que todas as operações são devidamente acompanhadas por oficial de náutica, auxiliado por marinheiros de convés, a fim de detectar possíveis vazamentos no mar.

Da mesma forma que será feito durante os TLDs, as operações de amarração e desamarração, por segurança operacional, serão preferencialmente efetuadas à luz do dia e com boa visibilidade, com início previsto para antes do por do sol. Sendo consideradas como seguras as manobras de amarração até os limites de ventos de 20 nós, ondas de 3,5 metros e correntes de 2 nós. Nos casos de forte chuva e ou tempestade de relâmpago, as operações de transferência serão interrompidas e as demais manobras adiadas ou completadas com muita cautela.

O mangote de *offloading* é equipado em uma extremidade com válvula automática, que só pode ser aberta depois de estar corretamente conectada ao flange fixo do navio aliviador. Um acoplamento de desengate rápido de alta confiabilidade é instalado nesta extremidade da mangueira para permitir a sua rápida liberação em caso de emergência.

Para garantir a segurança da operação, os tanques são providos de sensores que enviam sinais a um sistema supervisor, o qual monitora a transferência do óleo. A detecção de possíveis vazamentos é baseada na comparação instantânea das vazões medidas na saída do FPSO e na chegada do navio aliviador. Em caso de variações entre os valores, a operação é interrompida imediatamente. Além disso, o nível de óleo dos tanques do navio aliviador é monitorado constantemente para evitar o transbordo desses.

Complementarmente ao sistema supervisor da operação de *offloading*, as embarcações são providas de uma câmera com sensor infravermelho para

garantir maior segurança no monitoramento de vazamentos que possam ocorrer no período noturno.

Para assegurar que quaisquer problemas eventuais sejam prontamente identificados durante a operação, esta é acompanhada permanentemente por uma pessoa em cada estação de *offloading*, garantindo assim a interrupção imediata da transferência de óleo.

A transferência é realizada com o sistema de gás inerte ligado mantendo a pressão de trabalho e teor de O₂ nos tanques em níveis normais de operação e segurança.

Ao final da operação de transferência de óleo, o mangote passa por um processo de lavagem para remoção do óleo interior. Esse processo consiste no bombeio, através do mangote, de água salgada proveniente do tanque *slop* limpo num regime de fluxo turbulento, no sentido do FPSO Genérico para o navio aliviador. A água bombeada para limpeza do mangote é enviada para o *slop tank* do navio aliviador e o mangote recolhido ao FPSO.

Guindastes

O FPSO Genérico possuirá 3 (três) guindastes cobrindo toda a área do *main deck*, instalados da seguinte forma:

- Guindaste de Convés, instalado no deck de proa a boreste, com capacidade para 20 t e raio de alcance de 24 m;
- Guindaste de Convés, instalado no deck de popa a boreste, com capacidade para 15 t e raio de alcance de 22 m;
- Guindaste de Popa, com capacidade de 7,5 t e raio a de alcance de 22 m.

Acomodações

As acomodações se localizam na popa da embarcação, possuindo capacidade para 100 pessoas.

II.2.4.C - Descrição dos sistemas de segurança e de proteção ambiental

Sistema de Ancoragem e de Posicionamento Dinâmico

As UEPs previstas para atuar nos Projetos objeto deste Estudo Ambiental podem ser transportadas por rebocadores ou se deslocar através de propulsão própria até o local onde permanecerão posicionadas durante a atividade de produção de hidrocarbonetos na Bacia de Santos.

O posicionamento dos FPSOs pode ser realizado através de um sistema de ancoragem convencional (âncoras e linhas de amarração), como no caso do FPSO BW Cidade de São Vicente e do FPSO Genérico, ou de um sistema de posicionamento dinâmico, como no caso do FPSO *Dynamic Producer*.

FPSO BW Cidade de São Vicente e FPSO Genérico

Os sistemas de ancoragem do FPSO BW Cidade de São Vicente e do FPSO Genérico ao fundo do oceano fornece meios seguros e confiáveis de permanência das unidades nas sua respectivas locações. Estes sistemas são projetados para funcionar em todas as condições de mar, sem causar danos aos equipamentos submarinos.

O FPSO BW Cidade de São Vicente será ancorado nas locações dos TLDs por meio de um sistema *Turret Mooring*, constituído por uma torre, onde são fixadas as 7 (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.

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 fluidos seja realizada de maneira segura e confiável, da parte fixa (ancorada) para a parte móvel (a que acompanha o movimento da

embarcação) do sistema. A **Tabela II.2.4-9** apresenta a composição do sistema de ancoragem da plataforma.

Tabela II.2.4-9 - Sistema de ancoragem do FPSO BW Cidade de São Vicente.

Componente	Descrição	Carga de Ruptura
Estaca	tipo torpedo	-
Amarra de fundo	76 mm grau R4	611,83 t
Cabo de poliéster	6180 kN MBS	630,18 t
Amarra de superfície	76 mm grau R4	611,83 t

O FPSO Genérico possuirá um sistema de ancoragem do tipo *Spread Mooring*, composto por 24 (vinte e quatro) linhas de ancoragem, divididas em 4 (quatro) grupos de 6 (seis) linhas cada.

A ancoragem do FPSO em sistema *Spread Mooring*, foi dimensionada e testada para operar em condições ambientais extremas (combinação de ventos, ondas e correnteza), sem causar danos a outros equipamentos e instalações submarinas no local.

As tensões de trabalho das 24 (vinte e quatro) linhas instaladas deverão garantir um passeio máximo do FPSO de 7% da lamina d'água na condição intacta das linhas, e de 7,5 % na condição de uma linha rompida.

A **Tabela II.2.4-10** apresenta a composição do sistema de ancoragem do FPSO Genérico.

Tabela II.2.4-10 - Sistema de ancoragem do FPSO Genérico.

Componente	Descrição	Carga de Ruptura
Estaca	torpedo T-98	-
Amarra de fundo	114 mm grau R3	1031 t
Cabo de poliéster	188 mm	1031 t
Amarra de superfície	114 mm grau R3S	1031 t

Todas as linhas de ancoragem possuirão dispositivos de monitoramento de tensão, permitindo a verificação da integridade do sistema de ancoragem como um todo. Além disso, este sistema será inspecionado visualmente em frequência não superior a cada 2,5 anos, por meio de ROVs, e com relatórios a serem

submetidos à Sociedade Classificadora para manutenção da Classe do FPSO. Vale ressaltar que todo o projeto e instalação do sistema de ancoragem será certificado pela Sociedade Classificadora *American Bureau of Shipping*.

O processo de fixação do ponto de ancoragem (estaca torpedo – **Figura II.2.4-7**) consiste na descida da estaca até uma profundidade calculada, por meio de um cabo de aço conectado no topo da mesma, quando, então, o sistema é liberado, caindo por gravidade. O comprimento da estaca torpedo que penetra no solo marinho, bem como o ângulo de inclinação da mesma são parâmetros a serem monitorados para o aceite da operação.

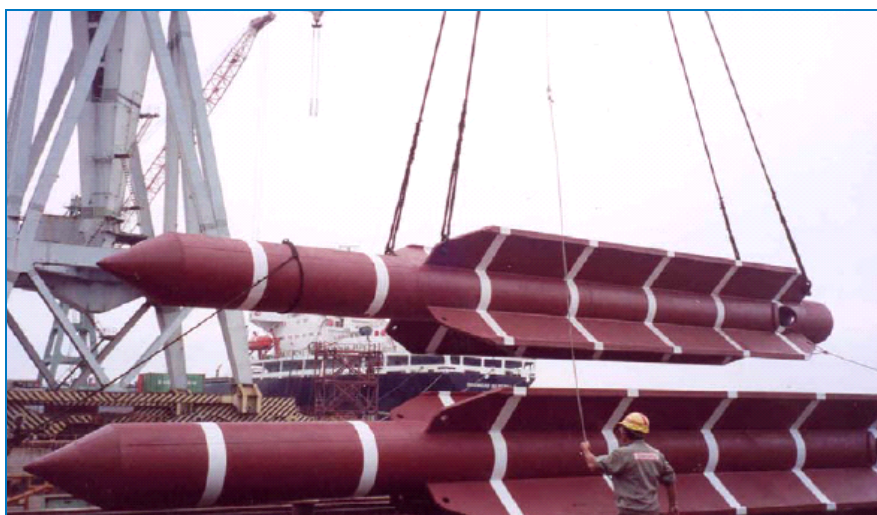


Figura II.2.4-7 - Estaca do tipo torpedo

A operação de ancoragem dos FPSOs BW Cidade de São Vicente e Genérico divide-se em 3 (três) fases, apresentadas a seguir:

Fase (1): Pré-lançamento do ponto de ancoragem:

Compreende a instalação dos seguintes componentes para cada linha de ancoragem: estaca torpedo, trecho de amarra de fundo, placa triangular, manilhas e manilha harpa de espera do gancho KS.

Essa fase será realizada com a utilização de embarcações especializadas em manuseio de componentes de ancoragem, designadas AHTS (*Anchor Handling*

Tug Supply), e de uma embarcação de suporte, RSV (*ROV Survey Vessel*), para operação do ROV necessário para a realização deste tipo de atividade.

Devido às incertezas em relação às datas de início das atividades, não é possível definir, neste momento, quais embarcações serão utilizadas no processo de ancoragem do FPSO BW Cidade de São Vicente e no FPSO Genérico. Ressalta-se, porém, que as mesmas deverão fazer parte do rol de embarcações constantemente utilizadas pelas diversas Unidades de Negócio de E&P da PETROBRAS para a realização deste tipo de atividade, como por exemplo, as embarcações AHTS *Maersk Boulder*, *Maersk Handler*, *Far Santana*, e *Far Senior* (**Figura II.2.4-8**). As informações referentes a estas unidades foram encaminhados à CGPEG/DILIC/IBAMA através da Carta UN-BC/SMS/CLA nº 0169/2008, em 30/06/08 solicitando a inclusão destas nos Projetos Ambientais de Caráter Continuado nas Embarcações do tipo LSV, DSV, RSV.



Figura II.2.4-8 - Foto das embarcações de suporte *Maersk Boulder* (esq) e *Far Senior* (dir), que poderão ser utilizadas na instalação da ancoragem do FPSO BW Cidade de São Vicente.

As 2 (duas) possíveis embarcações a serem utilizadas na ancoragem dos FPSOs para a realização dos referidos projetos, serão nomeadas como AHTS-1 e AHTS-2, para fins de entendimento do texto abaixo.

Ao chegar na locação, posiciona-se o AHTS-1 nas coordenadas de lançamento, montam-se os componentes da linha de ancoragem e, em seguida,

realiza-se o *overboarding*³ do torpedo com cabo de aço auxiliar, conforme ilustrado na **Figura II.2.4-8**. Posicionado o torpedo na altura de tiro adequada, a embarcação libera a queda do mesmo. Os parâmetros da queda e da cravação são monitorados, pois caso estiverem dentro do esperado, o sistema é abandonado para posterior conexão das amarras; caso contrário, o torpedo é retirado para realização de novo tiro.

O AHTS-2 terá como função armazenar parte dos materiais necessários à operação, repassando-os ao barco lançador, bem como participar do descravamento do torpedo, caso o lançamento seja rejeitado.

A **Figura II.2.4-9** mostra o esquema de configuração da linha pré-lançada com torpedo e manilha de espera do gancho KS (Fase 1).

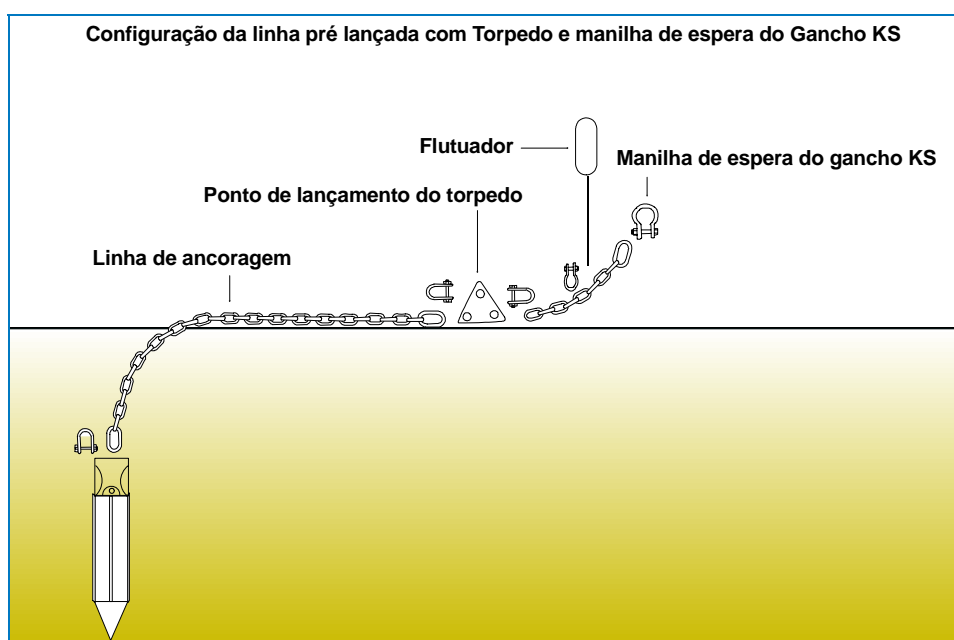


Figura II.2.4-9 - Esquema da configuração da linha pré-lançada com torpedo e manilha de espera do gancho KS (Fase 1).

³ Movimentação do torpedo e componentes no convés para posicioná-los no local onde será realizada a ancoragem.

Fase (2): Complemento das Linhas de Ancoragem:

A Fase 2 compreende a conexão da manilha de espera abandonada na Fase 1 com o gancho KS montado na amarra de fundo, que fica interligada aos cabos intermediários de poliéster. Depois de conectadas, as linhas são abandonadas com uma bóia em volta da locação do FPSO.

Na operação são utilizados 2 (dois) AHTS e 1 (um) RSV, contendo a bordo, como materiais principais, os ganchos KS, as amarras de fundo, os cabos de poliéster e as bóias para abandono do sistema. A linha composta pelo gancho KS, amarra de fundo e cabos de poliéster é montada em um dos AHTS para a conexão. Utilizando o monitoramento e as funções de manipulação do RSV, o barco com a linha pendurada conecta o gancho KS na manilha de espera deixada na Fase 1. Após o engate, o AHTS lançador abandona a linha conectada com uma bóia, a qual terá as funções de sustentação do peso da linha e de marcação da posição da mesma (**Figura II.2.4-10**).

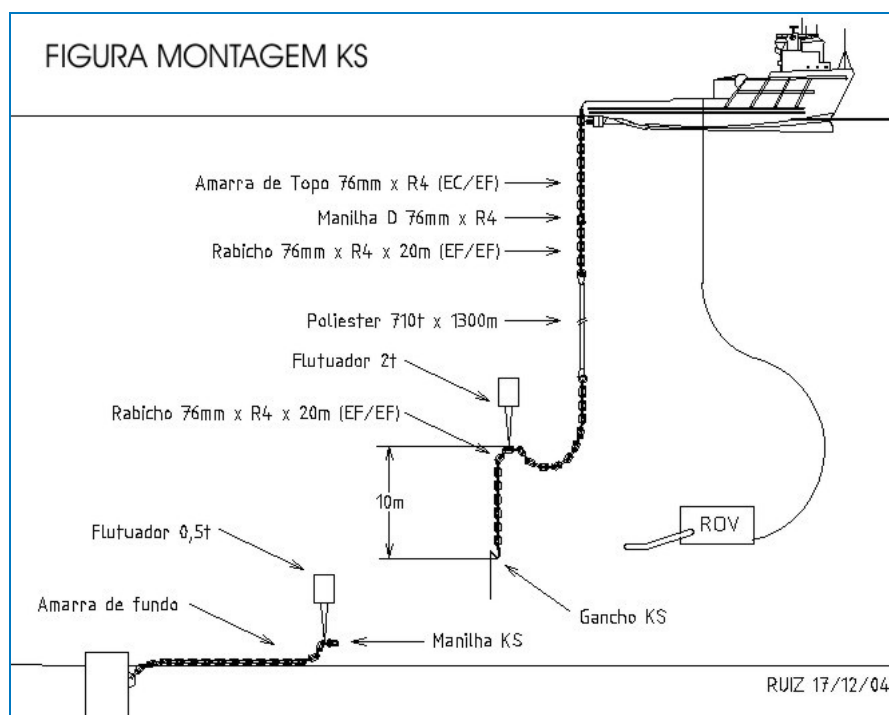


Figura II.2.4-10 - Ilustração da Fase (2) de instalação de ponto de ancoragem.

Fase (3): Hook-up e tensionamento das linhas de ancoragem:

Com o FPSO BW Cidade de São Vicente já na locação, inicia-se a atividade de *hook-up*, que consiste na instalação dos complementos dos componentes do sistema de ancoragem, ou seja, o último cabo de poliéster e a amarra de topo, e a conexão dessa amarra ao seu respectivo mordente no *Turret* fixado na proa do FPSO.

Já na ancoragem por *Spread Mooring* (FPSO Genérico), a instalação dos complementos dos componentes do sistema equivale à conexão do último cabo de poliéster abandonado com bóia com a amarra de topo, e a conexão desta amarra no guincho de âncora e respectivo mordente a bordo do FPSO.

Após o *hook-up*, as linhas de ancoragem são tensionadas pelos guinchos do FPSO e, ao se alcançar a tensão de projeto, as amarras de topo são travadas em componentes denominados *chain stoppers* (*mordente*).

Para a realização dessa etapa serão disponibilizados, pelo menos, 6 (seis) rebocadores, os quais deverão atuar nas atividades de reboque e posicionamento do FPSO dentro do quadro de bóias. Tais embarcações deverão limitar a deriva da unidade, realizar a conexão dos sistemas pré-lançados com o FPSO, aplicar o tensionamento das linhas de ancoragem até a tensão de projeto e verificar o travamento das linhas nos mordentes (*chain stoppers*) da plataforma.

No momento em que o FPSO alcançar as proximidades da sua locação, este passará a ser conduzido pelos rebocadores designados para atuação nos procedimentos referentes ao início da Fase 3 da operação de ancoragem. O conjunto se aproximará lentamente da locação final, numa direção que seja favorável às condições ambientais presentes, principalmente as variáveis de vento e corrente.

Após o posicionamento e travamento da unidade, serão repassados, do FPSO para a embarcação AHTS-1, um cabo mensageiro e um trecho de amarra provisória. Simultaneamente à conexão da amarra de topo à amarra provisória pela embarcação AHTS-1, a AHTS-2 pescará a bóia de marcação e,

conseqüentemente, a ponta do sistema de ancoragem lançado na Fase 2, e a conectará ao cabo de poliéster superior (último cabo de poliéster), o qual será lançado na água.

O guincho principal do FPSO recolherá a amarra provisória e parte da amarra de topo até atingir o ponto de travamento no mordente (*chain stopper*), que corresponde ao valor da tensão de projeto da linha de ancoragem.

Ancoragem das Linhas Flexíveis

Tendo em vista as cargas dinâmicas nos pontos em que os *risers* suspensos tocam o solo marinho, causadas pelos movimentos do FPSO devido às diversas condições ambientais, e com o objetivo de absorver as cargas horizontais induzidas pelos *risers* e manter a configuração das linhas em catenária livre, será necessário ancorar algumas linhas flexíveis.

O sistema de ancoragem será composto por estacas do tipo torpedo, que serão previamente lançadas. Estas estacas pesam 24 toneladas, com dimensões de 0,76 metros de diâmetro e 12 metros de comprimento.

O lançamento das estacas torpedos para ancoragem de *risers* é mais simples que para a ancoragem de um FPSO. Para o lançamento será necessária somente uma embarcação com características semelhantes a dos navios com ROV empregados no procedimento de ancoragem descrito para os FPSOs BW Cidade de São Vicente e Genérico.

A instalação das estacas consiste na descida do torpedo até uma profundidade entre 40 e 60 metros do fundo do solo marinho, com cabo de aço conectado ao sistema de ancoragem, 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 operação ser bem sucedida, corta-se o cabo de sacrifício com o auxílio do ROV.

Após a instalação das estacas, as linhas serão fixadas a estas estacas por meio de colares e rabichos de amarra, com o auxílio do ROV do barco de

instalação das linhas, conforme ilustrado no esquema da **Figura II.2.4-11**. A especificação deste sistema considerará a capacidade de carga dos componentes, tendo como base os parâmetros de projeto.

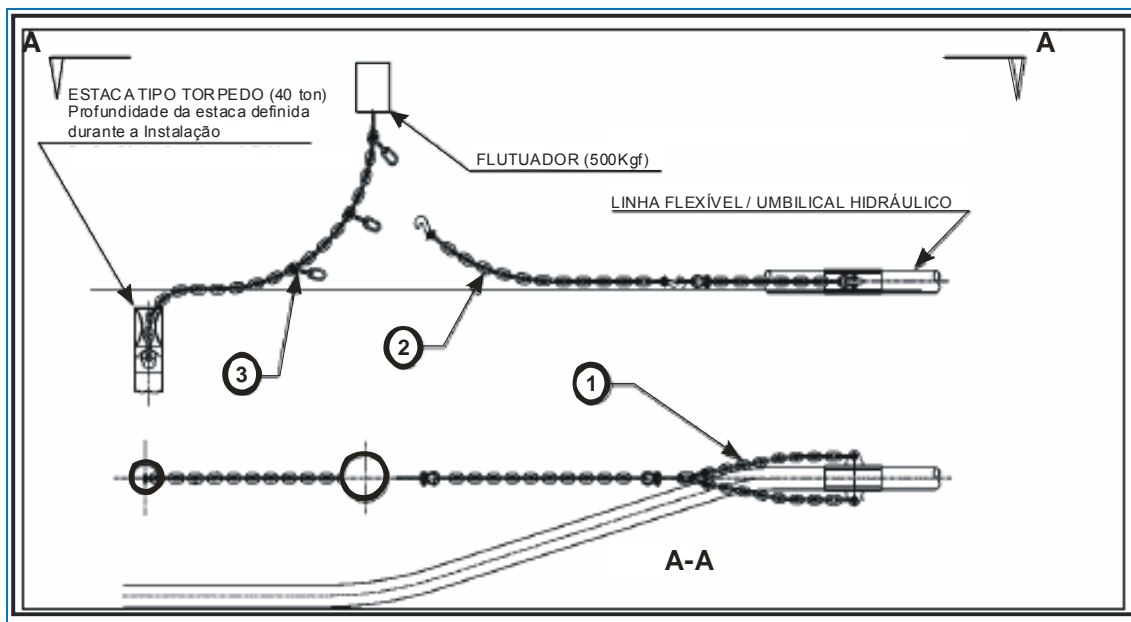


Figura II.2.4-11 - Esquema do sistema de ancoragem das linhas de fluxo.

Fonte: Petrobras, 2008.

A ancoragem será realizada após o *pull-in* do mesmo no FPSO em questão. As linhas que precisarem ser ancoradas serão lançadas já com seu colar de ancoragem. As estacas do tipo torpedo, já estarão cravadas em posição pré-determinada. O lançamento das estacas e a interligação dos elos de ancoragem (entre a estaca e o colar sobre a linha) serão feitos através de ROV das possíveis embarcações de lançamento de dutos flexíveis (LSV – *Sunrise 2000*, *Seaway Condor*, *Pertinácia* e *Lochnagar*).

As informações referentes às embarcações foram encaminhadas ao CGPEG/DILIC/IBAMA como parte integrante do Projeto de Controle da Poluição para embarcação tipo LSVs, aprovado através do Ofício ELPN/IBAMA nº 847/04. Este ofício encaminha o Parecer Técnico ELPN/IBAMA nº 205/04, de 26/11/2004. Também foram enviadas informações através do Ofício CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 0380/08 de 30/04/08, possibilitando a operação do Projeto Continuo em outras bacias sedimentares.

FPSO Dynamic Producer

No sistema de posicionamento dinâmico, não existe ligação física da plataforma com o fundo do mar, exceto pelo EPR (*Early Production Riser*). Esse sistema é composto por propulsores azimutais de orientação fixa ou variável, que funcionam baseados em processamento computacional de informações de localização, fornecidas por satélites (tipo GPS) ou por sensores acústicos, baseados em sinais recebidos de emissores de som localizados no fundo do mar (*transponders*).

Os computadores controlam a potência e a direção dos propulsores, no sentido contrário das ondas e das correntes atuantes no navio, mantendo constante a posição desejada, com margem de erro menor do que 1% da lâmina d'água. O esquema apresentado na **Figura II.2.4-12** mostra como funciona o sistema de posicionamento dinâmico.

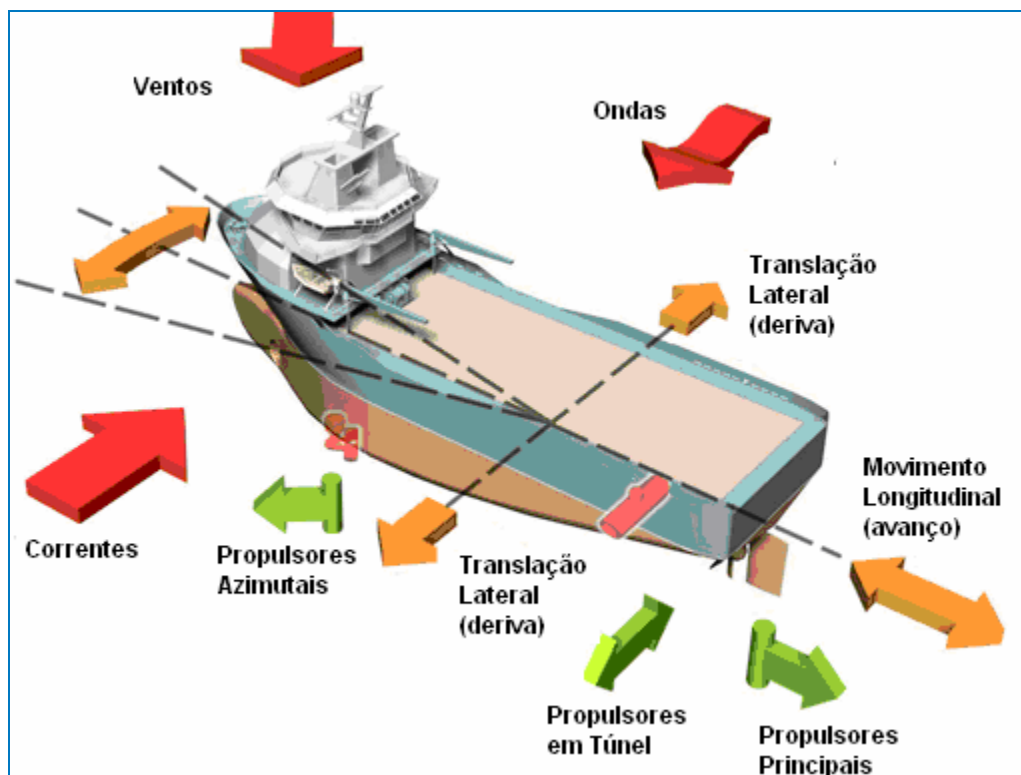


Figura II.2.4-12 - Esquema de funcionamento do Sistema de Posicionamento Dinâmico.

Fonte: modificado de www.km.kongsberg.com

No caso do FPSO *Dynamic Producer*, a manutenção de sua posição será feita através da operação de 4 (quatro) *thrusters* azimutais e 3 (três) *thrusters* tipo túnel. Os *thrusters* azimutais (fabricante Wartzila) possuem os seguintes componentes:

- Motor elétrico;
- Eixo flutuante;
- Controle remoto;
- Sistema de direção hidráulico;

Os *thrusters* tipo túnel estão instalados na proa (2) e na popa (1);

O sistema de Posicionamento Dinâmico atende às operações classe 2.

É importante ressaltar que o controle e o monitoramento do sistema são feitos a bordo, da sala de DP, através de computadores dedicados. Todo o sistema tem redundância e *back-up* de arquivos.

Sistema de Conexão com as Linhas de Escoamento

FPSO BW Cidade de São Vicente

As especificações das linhas e conectores de extremidade (*end-fittings*) a serem adotados nos poços onde serão realizados os TLDs de responsabilidade do FPSO BW Cidade de São Vicente estão apresentadas da **Tabela II.2.4-11** a **Tabela II.2.4-13**.

Tabela II.2.4-11 - Linhas de produção de 6" para cada poço onde será realizado o TLD pelo FPSO BW Cidade de São Vicente

Linhas de produção de 6" do poço para o FPSO BW Cidade de São Vicente			
Item	Descrição	Tipo	Especificação
1	<i>riser</i> de produção de 6"		7 1/16" - API 17SS – 5.000PSI - BX-156
2	Conector de extremidade (uep/ <i>riser</i>)	Flange	7 1/16" - API 17SS – 5.000PSI - BX-156
3	Conector de extremidade (<i>riser</i> /flow)	Flange	7 1/16" - API 17SS – 5.000PSI - BX-156
4	<i>Flowline</i> de produção de 6"		
5	Conector de extremidade (flow/ <i>riser</i>)	Flange	7 1/16" - API 17SS – 5.000PSI - BX-156
6	Conector de extremidade (flow/flow)	Flange	7 1/16" - API 17SS – 5.000PSI - BX-156

Tabela II.2.4-12 - Linhas do anular de 4" para cada poço onde será realizado o TLD pelo FPSO BW Cidade de São Vicente

Linha do anular de 4" do poço para o FPSO BW Cidade de São Vicente			
Item	Descrição	Tipo	Especificação
1	Riser de serviço de 4"		4 1/16" - API 17SS – 5.000psi - BX-155
2	Conector de extremidade (uep/riser)	Flange	4 1/16" - API 17SS – 5.000psi - BX-155
3	Conector de extremidade (riser/flow)	Flange	4 1/16" - API 17SS – 5.000psi - BX-155
4	Flowline de serviço de 4"		
5	Conector de extremidade (flow/riser)	Flange	4 1/16" - API 17SS – 5.000psi - BX-155
6	Conector de extremidade (flow/flow)	Flange	4 1/16" - API 17SS – 5.000psi - BX-155

Tabela II.2.4-13 - Umbilical hidráulico para cada poço onde será realizado o TLD pelo FPSO BW Cidade de São Vicente

Umbilical Hidráulico do poço para o FPSO BW Cidade de São Vicente			
Item	Descrição	Tipo	Especificação
1	Umbilical de 12 funções + CE		5 1/8" - API 6B – 2.000psi – Face Lisa
2	Conector de extremidade (uep/flow)	Flange	5 1/8" - API 6B – 2.000psi – Face Lisa
3	Conector de extremidade (flow/flow)	Flange	5 1/8" - API 6B – 2.000psi – Face Lisa
4	Umbilical de 12 funções + CE		
5	Conector de extremidade (flow/flow)	Flange	5 1/8" - API 6B – 2.000psi – Face Lisa
6	Conector de extremidade	Flange	5 1/8" - API 6B – 2.000psi – Face Lisa
7	Umbilical de 12 funções + CE		
8	Conector de extremidade (flow/flow)	Flange	5 1/8" - API 6B – 2.000psi – Face Lisa
9	Conector de extremidade (flow/anm)	Flange	5 1/8" - API 6B – 2.000psi – Face Lisa

FPSO Dynamic Producer

Conforme já foi dito anteriormente, o FPSO *Dynamic Producer* utilizará o Sistema EPR (*Early Production Riser*) para escoamento da produção, que compreende um duto de serviço, para acesso ao anular do poço, e um umbilical de controle eletro-hidráulico, para controle da ANM, fazendo a ligação direta do poço ao FPSO, não havendo, portanto, necessidade de linhas de coleta.

FPSO Genérico

As especificações das linhas e conectores de extremidade (*end-fittings*) a serem adotados nos poços onde serão realizados os Pilotos de Guará e Tupi NE

e o Desenvolvimento de Produção de Iracema serão objeto de um estudo complementar a ser enviado posteriormente para a CGPEG/DILIC/IBAMA.

Sistema de Detecção, Contenção e Bloqueio de Vazamentos

Os sistemas de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos dos FPSOs BW Cidade de São Vicente e *Dynamic Producer* foram projetados de forma a atender aos requisitos estatutários (ex.: Requisitos de Bandeira, SOLAS, MARPOL, ISM CODE, ISPS CODE, Classificadora, Legislação do país, etc), Requisitos do cliente e requisitos internos da PETROBRAS. Da mesma maneira, os FPSOs que realizarão os Pilotos e o Desenvolvimento da Produção deverão atender a estes requisitos.

Sistemas de Segurança

FPSO BW Cidade de São Vicente, FPSO Dynamic Producer e FPSO Genérico

Os Sistemas de Segurança (SAS) e de Controle de Processamento (SCP) do FPSO *Dynamic Producer* e do FPSO BW Cidade de São Vicente, assim como os previstos para o FPSO Genérico, foram desenvolvidos com base na norma API RP 14C (7ª edição, Março de 2001), publicada pelo *American Petroleum Institute*, entre outros, que determina os requisitos mínimos de segurança para os sistemas de superfície de unidades de produção marítimas. Faz parte do processo de execução desses tipos de sistema a implementação de uma série de estudos de análise de riscos, como HAZOP (*Hazard and Operability Study* - Análise de Perigos e Operabilidade), que identifica os perigos e os problemas de operacionalidade de uma instalação de processo), e HAZID (*Hazard and Identification Study* – Estudo de Identificação de Perigos), com o objetivo de identificar as escalas de risco que podem ocorrer durante a operação). O Sistema de Segurança e Controle consiste dos seguintes sistemas integrados:

- Sistema de Gás e Incêndio (SGI);
- 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 retornar ao modo normal ou a energia for restaurada. A energia do SAS é proveniente de duas fontes independentes de energia, sendo uma sobressalente.

Sistema Gás e Incêndio (SGI)

O Sistema de Gás e Incêndio presente nos FPSOs supracitados foi desenvolvido obedecendo a critérios da certificadora DNV, entre outros. De uma maneira geral, o SGI compreende o monitoramento de todas as áreas onde possam ocorrer misturas explosivas e/ou inflamáveis.

A detecção desses eventos irá alertar os tripulantes através de sistema público de informação, desencadeando uma série de ações que visam minimizar as conseqüências do evento. Ações de controle encontradas no Sistema de Gás e Incêndio (SGI) possuem interface direta com o Sistema Emergencial de Bloqueio (ESD) e permitem a evacuação dos tripulantes com segurança.

O Sistema de Gás e Incêndio possui as seguintes funções:

- Detectar, automaticamente, a presença de fogo ou mistura combustível;
- Ativar alarmes visuais e sonoros para aviso de perigo a todos os tripulantes;
- Acionar o sistema de dilúvio na área afetada e em áreas adjacentes;
- Ligar o sistema de bloqueio automático para fechar os poços e plantas de processo e utilidades, caso necessário;

- Inundar as áreas afetadas com agente extintor de maneira a extinguir o fogo;
- Ativar, manualmente, o bloqueio e sistema de proteção de incêndio, caso necessário;
- Permitir que a operação seja imediata e exclusiva;
- Efetuar extensos diagnósticos de fornecimento de energia e dos circuitos elétricos, devido à perda de energia ou falhas; e
- Alarmar, imediatamente, o painel de controle quando houver detecção de incêndio.

Para isso, o Sistema de Gás e Incêndio (SGI) é composto por:

- Painel central localizado na sala de controle, contemplando toda a área de processo e estruturado para receber informações consolidadas dos sub-painéis localizados em outras áreas do FPSO;
- Subpainel de atendimento às acomodações, localizados 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 infra-vermelho (IR)
- Alarmes visuais e sonoros.

As ações a serem tomadas no caso da ocorrência de sinistros são divididas em 4 (quatro) níveis de bloqueio, em ordem decrescente de prioridade, conforme estão listados abaixo:

- 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).

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.

Sistema Emergencial de Bloqueio (ESD)

O Sistema Emergencial de Bloqueio tem como função intervir em um dado processo ou equipamento durante uma ocorrência insegura. Esse sistema é acionado sempre que ocorrer 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;
- Fácil manutenção, reparo e identificação de falhas.

O sistema permite ser acionado manualmente, através de botoeiras localizadas em pontos estratégicos dos FPSOs.

Sistema de Bloqueio de Processo (PSD)

Sistema de Combate a Incêndio

Os FPSOs BW Cidade de São Vicente e *Dynamic Producer*, assim como será o FPSO Genérico, são protegidos por sistemas de incêndio convenientemente localizados em diversas áreas das unidades. Os sistemas localizados no convés principal são do tipo dilúvio, sendo 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, bem como os espaços entre os equipamentos, são equipados com extintores fixos de CO₂, ou ainda, com *Water mist* (no caso do FPSO BW Cidade de São Vicente e do FPSO Genérico).

O Sistema de Combate a Incêndio compreende 2 (duas) bombas (com motores a diesel), cada uma com capacidade para atender a 100% da demanda requerida nos FPSOs. A **Tabela II.2.4-14** apresenta os equipamentos para combate a incêndio do FPSO BW Cidade de São Vicente, a **Tabela II.2.4-15** aqueles pertinentes ao FPSO *Dynamic Producer* e a **Tabela II.2.4-16** os equipamentos para combate a incêndio previstos para o FPSO Genérico.

Tabela II.2.4-14 - Equipamentos do sistema de combate a incêndio do FPSO BW Cidade de São Vicente.

Equipamento	Características
Bomba de incêndio #1	750 m ³ /h
Bomba de incêndio #2	750 m ³ /h
Bomba <i>jockey</i> #1	50 m ³ /h x 10 bar man
Bomba <i>jockey</i> #2	30 m ³ /h x 100 m
Tanque de espuma	4.000 litros
Bomba de espuma	14m ³ /h
Equipamento de CO ₂ / <i>Water Mist</i>	Distribuídos na sala de máquinas, sala de bombas, etc.

Tabela II.2.4-15 - Equipamentos do sistema de combate a incêndio do FPSO *Dynamic Producer*.

Equipamento	Características
Bomba de incêndio #1	825 m ³ /h
Bomba de incêndio #2	825 m ³ /h
Bomba <i>jockey</i> #1	90 m ³ /h x 10 bar man
Tanque de espuma	4.000 litros
Bombas de espuma A/B/C/D/E/F/G	120 m ³ /h cada
Bomba de serviço #1	280 m ³ /h
Bomba de serviço #2	280 m ³ /h

Tabela II.2.4-16 - Equipamentos do sistema de combate a incêndio previstos para o FPSO Genérico.

Equipamento	Características
Bomba de incêndio #1	560 m ³ /h
Bomba de incêndio #2	280 m ³ /h
Bomba <i>jockey</i>	72 m ³ /h
Tanque de espuma #1	6.000 litros
Tanque de espuma #2	100 litros
Equipamento de CO ₂ / <i>Water Mist</i>	Distribuídos na sala de máquinas, sala de bombas, etc.

O sistema de combate a incêndio é composto de: sistema de água, sistema de espuma, sistema de CO₂ e extintores portáteis. No caso do FPSO BW Cidade de São Vicente e do FPSO Genérico, o sistema poderá ainda ser composto com *Water mist*.

Sistema de Combate a Incêndio - Sistema de Água

O sistema de água é composto por um sistema de rede plug-fusível e um sistema de anel de incêndio.

O sistema de rede de plug-fusível consiste em manter uma rede pressurizada com ar através de sensores plug-fusível presentes ao longo de toda a sua extensão. Uma vez rompidos estes sensores devido ao aumento da temperatura, ocorrerá a despressurização dessa rede, atuando, na seqüência, o pressostato, que abrirá a Válvula de Dilúvio (ADV) para o local correspondente à ocorrência. As bombas de incêndio são acionadas imediatamente, alimentando com água a rede de dilúvio correspondente. Esse sistema abrange a planta de processo, a área de produtos químicos e o *Flare*.

O sistema de anel de incêndio é mantido pressurizado pela bomba “*jockey*”, sendo alimentado pelas bombas de incêndio, e abrange toda a embarcação. O acionamento é realizado manualmente pelo operador da área ou automaticamente após atuação dos sensores de fogo ou gás.

Os FPSOs BW Cidade de São Vicente, *Dynamic Producer*, e Genérico também possuirão estações com hidrantes e mangueiras de incêndio, que além de atenderem a pontos existentes nas embarcações, atendem ao heliponto e aos módulos da área de *topside*.

Além disso, o sistema de combate à incêndio destas plataformas conta com um sistema de dilúvio, cujo objetivo é resfriar os equipamentos através de jatos d'água e reduzir o risco de propagação do incêndio. Esse sistema deverá ser imediatamente acionado sempre que o foco de incêndio for percebido, podendo atender às seguintes áreas:

- Separadores, tratador eletrostático, tanque de dreno fechado;
- Separador e trocadores de calor;
- *Risers e manifolds*;
- Tanques de produtos químicos e bombas; e
- Heliponto e áreas dos tanques (sistema de espuma).

Sistema de Combate a Incêndio - Sistema de Espuma

O sistema de espuma das unidades supracitadas é dotado de 2 (dois) vasos de Líquido Gerador de Espuma (LGE), um para alimentação dos canhões do heliponto e outro para suprimento da área do convés principal e da planta de processo. Caso necessário, o sistema pode ser acionado pela sala de controle, através de uma abertura que interliga o anel de incêndio com o LGE no interior do vaso pressurizado. O princípio de funcionamento do sistema baseia-se na alimentação do canhão a ser acionado pelo tubo *venturi* (tubo de arraste). Além do sistema de espuma, existem sistemas de bombonas portáteis instalados em pontos estratégicos das plataformas, que compreendem mangotes com tubo pescador (mergulhados na bombona) interligados com mangueiras. Em caso de emergência, tais mangotes podem ser utilizados adaptando-os rapidamente aos hidrantes do sistema fixo do anel de incêndio. Neste sistema utiliza-se também o princípio de arraste.

Sistema de Combate a Incêndio - Sistema de CO₂

Os sistemas de CO₂ serão disponibilizados para combate a incêndio nas salas de máquinas, de bombas e do gerador de emergência. Estas áreas serão dotadas de alarmes, permitindo a evacuação das pessoas do local antes do acionamento do sistema de CO₂.

Sistema de Combate a Incêndio – Extintores Portáteis

A PETROBRAS afirma que os extintores de incêndio estarão dispostos nos pontos específicos de todas as unidades marítimas, de acordo com a legislação brasileira pertinente.

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 a participarem dos TLDs, Pilotos e Desenvolvimento de Produção objetos deste Estudo.

Os FPSOs BW Cidade de São Vicente, *Dynamic Producer* e *Genérico* possuirão como recursos de abandono a opção de helicóptero, baleeiras, ou botes salva-vidas, conforme apresentado na **Tabela II.2.4-17**.

Tabela II.2.4-17 - Recursos de abandono para cada FPSO.

FPSO	Recursos de Abandono			
	Baleeiras		Botes salva-vidas	
	Quant.	Capac. (nºpessoas)	Quant.	Capac. (nºpessoas)
BW Cidade de São Vicente	2	80	11	20
<i>Dynamic Producer</i>	3	40	11	20
Genérico	4	50	5	25

O FPSO Genérico ainda deverá contar com 1 (um) barco resgate para 6 (seis) pessoas.

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 solicitar o resgate de pessoas feridas. A bordo dos FPSOs BW Cidade de São Vicente, *Dynamic Producer* e *Genérico* estão previstos os seguintes sistemas de comunicação:

Sistema de Intercomunicação, Avisos e Alarmes

Constituído de transdutores sonoros (cornetas, alto-falantes, etc.) instalados em todas as áreas da unidade *offshore*, o Sistema de Intercomunicação, Avisos e Alarmes permite a emissão de chamadas e avisos em alta-voz, acompanhados, quando necessário, por alarmes de emergência específicos (Emergência e Abandono da Unidade). O funcionamento desses 2 (dois) alarmes é gerenciado,

de forma remota, pelo Sistema ECOS (Estação Central de Supervisão e Operação) dos FPSOs, que através da conexão com o Sistema de Intercomunicação em pauta, aciona automaticamente o respectivo sinal de alarme. Nas áreas com ruído, as chamadas e os alarmes são acompanhados de sinalização visual, provida 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. Assim, quando emitidos a bordo em um mesmo momento em que outro alarme já estiver em curso, o nível sonoro deste outro alarme é silenciado automaticamente. Vale ressaltar que o Sistema de Intercomunicação, Avisos e Alarmes é mantido por uma fonte ininterrupta de energia (UPS - *Uninterrupted Power Supply*) e que os cabos da rede são resistentes a fogo, não contribuindo para a sua propagação.

Sistema de Radiocomunicações e Sistema para Salvaguarda da Vida Humana no Mar (GMDSS)

Constituídos de transceptores para radiocomunicação em diversas faixas de frequência (HF, VHF e UHF), o Sistema de Radiocomunicações e o Sistema para Salvaguarda da Vida Humana no Mar são utilizados para contato radiofônico com estações costeiras e com embarcações de apoio no mar. O Sistema GMDSS 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 à fontes ininterruptas de energia (UPS - *Uninterrupted Power Supply*).

No caso de uma emergência a bordo, os serviços de resgate e os escritórios da PETROBRAS em Santos deverão ser alertados a partir da sala de rádio das unidades, via telefone e rádio VHF, conforme as instruções a serem fornecidas pelo Fiscal da PETROBRAS que estiver a bordo. Dentre as informações a serem transmitidas, deverão estar inclusas: características do incidente, serviços de transporte aéreo e embarcações a serem acionadas.

Os principais sistemas de comunicação são:

Comunicações externas:

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

Comunicações internas:

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

redundância e *back-up* de arquivos.

Sistema de Manutenção

FPSO BW Cidade de São Vicente, ,FPSO Dynamic Producer e FPSO Genérico

Todas as UEPs a serem utilizadas nos Projetos Integrados no Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos possuirão um padrão documentado contendo diversos procedimentos referentes a todas as atividades de manutenção preventiva, preditiva e corretiva dos equipamentos que compõem a unidade.

Os sistemas permitirão a operação e o controle de toda a documentação referente à manutenção, peças de reposição e controle de estoque, integrando as informações *on-line* com os escritórios da base operacional.

Sistema de Medição e Monitoramento

FPSO BW Cidade de São Vicente, FPSO Dynamic Producer e FPSO Genérico

A medição de fluidos seguirá o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural da ANP (Portaria Conjunta N.1 de 2000 – ANP/INMETRO), conforme disposto abaixo, na **Tabela II.2.4-18**.

Tabela II.2.4-18 - Medição de fluidos segundo o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural da ANP

Tipo de Medição	Tipo de Medidor	Grau de incerteza
Medições Fiscais de Óleo	Ultrasônicos	< 0,2%
Medições de Apropriação de Óleo	Deslocamento Positivo, Turbina ou Mássico	< 0,6%
Medições Fiscais de Gás	Placa de Orifício ou Ultrasônico	< 1,5%
Medições de Apropriação de Gás	Placa de Orifício ou Ultrasônico	< 2,0%
Medições Operacionais de Gás	Placa de Orifício ou Ultrasônico	< 3,0%
Medições de Água	Magnético	< 1,0%

Sistema de Geração de Energia de Emergência

FPSO BW Cidade de São Vicente e FPSO Dynamic Producer

O Sistema de Geração de Energia de Emergência do FPSO BW Cidade de São Vicente consiste de um turbogerador reserva de 900 kW. O vapor utilizado neste turbogerador será produzido por caldeira a gás. O FPSO BW Cidade de São Vicente possui 2 (duas) caldeiras reserva, situadas na sala de máquinas do navio. Essas caldeiras têm capacidade de 25 t/h, sendo operadas somente a diesel.

A bordo do FPSO BW também existem 3 (três) geradores auxiliares com motor a diesel de 715 kW e 1 (um) de emergência, os quais atuam no fornecimento de energia para os sistemas críticos que necessitam estar em

operação durante as situações de emergência. O consumo máximo previsto de cada motogerador é de 4,3 m³/d de óleo diesel.

O sistema de geração de energia de emergência do FPSO *Dynamic Producer* consiste de 1 (um) gerador a diesel Caterpillar modelo 3512 B DITA de 1.360 kW, com partida automática em 45 segundos. Sua potência é calculada de modo que ele possa suprir todos os serviços indicados no SOLAS (Reg. II-1/43.2.1 até 43.2.6.1).

Vale ressaltar que os equipamentos movidos a diesel de ambos os FPSOs somente serão utilizados enquanto não houver produção de gás ou em situações de emergência.

Os subsistemas das unidades, que operam independentemente do sistema principal, atendem aos seguintes equipamentos de cada FPSO:

- 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 (*Nav equipment*);
- Sala de máquinas;
- Painel de controle de energia;
- Sistema de CO₂;
- Sistema de Gás Inerte; e
- Operação dos tanques e mesas de controle.

FPSO Genérico

O sistema de geração de energia de emergência do FPSO Genérico consistirá em pelo menos de 1(um) gerador reserva a diesel de 1.2 MW a diesel com consumo estimado de 106,51 m³/mês.

Esse sistema irá operar independente do sistema de geração de energia principal, sendo distribuído por cabeamento de emergência dedicado.

Sistema de Coleta, Tratamento e Descarte/Destinação de Fluidos

FPSO BW Cidade de São Vicente, FPSO Dynamic Producer e FPSO Genérico

Efluentes sanitários

O sistema de tratamento de efluentes sanitários do FPSO BW Cidade de São Vicente conta com 2 (duas) unidades de tratamento de esgoto *Hamworthy Super Trident ST4A*, com capacidade de 6,1 m³/d cada, enquanto que o FPSO *Dynamic Producer* possui 3 (três) unidades de tratamento de mesmo modelo e capacidade. Já o FPSO Genérico possui apenas 01 (uma) unidade *Hamworthy Super Trident ST10*, mas com capacidade de 15,81 m³/d.

As unidades de tratamento mencionadas acima foram escolhidas para cada plataforma de modo a atender a todos os 80 (oitenta) tripulantes do FPSO BW Cidade de São Vicente, aos 106 (cento e seis) tripulantes do FPSO *Dynamic Producer* e aos 100 (cem) tripulantes possivelmente previstos para o FPSO Genérico.

Os sistemas de tratamento de efluentes sanitárias dos 3 (três) FPSOs consistem de uma combinação de tratamento biológico (por lodo ativado), físico (aeração suspensa) e químico (desinfecção com cloro), antes do descarte do efluente ao mar.

Em linhas gerais, o sistema compreende 1 (uma) bomba de descarga, 2 (dois) aeradores e um painel de controle local, com cada unidade sendo

composta por 1 (um) tanque de aeração, 1 (um) tanque de decantação e 1 (um) tanque de desinfecção por cloro (**Figura II.2.4-13**).

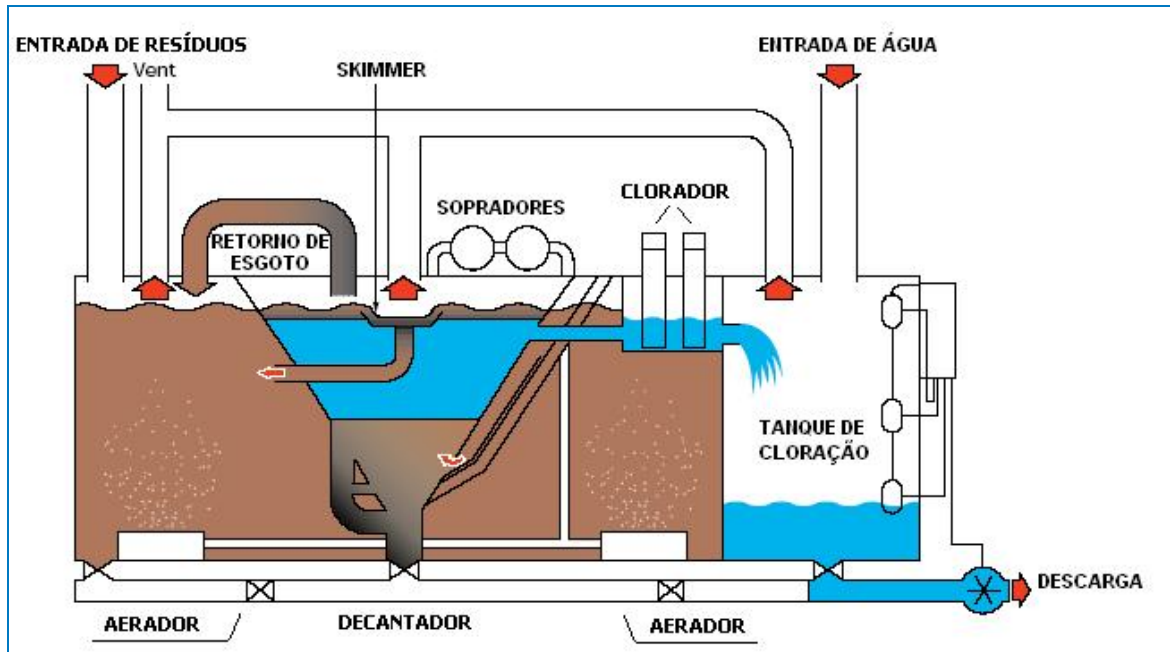


Figura II.2.4-13 - Desenho esquemático das Unidades de Tratamento de Esgotos

O efluente a ser tratado é recebido no primeiro tanque de aeração, onde recebe o tratamento pela ação de bactérias aeróbicas e microorganismos e a adição de oxigênio atmosférico pela injeção de ar.

O dióxido de carbono resultante da ação das bactérias e microorganismos é liberado para a atmosfera através de respiros. Após passar pelo primeiro tanque, o efluente é enviado para o tanque de decantação. Esse processo de tratamento ocasiona a geração de lodo no processo de decantação, lodo este que é periodicamente retirado da unidade e encaminhado para disposição adequada em terra.

Após a decantação, o efluente recebe a adição de cloro para a finalização do tratamento através de precipitação química. A cloração também ajuda na redução de odores e evita a putrefação do material lodoso que se deposita no fundo dos tanques.

O sistema de tratamento de efluentes sanitários dessas plataformas possuirá uma rotina de manutenção e inspeção programada com manutenções corretivas, a fim de manter os equipamentos operando dentro dos padrões previstos pelo fabricante e atendendo aos padrões estabelecidos pela legislação pertinente.

Águas e resíduos de cozinha

Os resíduos orgânicos gerados a bordo serão triturados em partículas com tamanho inferior a 25 mm, segundo as especificações determinadas na Convenção MARPOL, sendo posteriormente descartados ao mar desde que as unidades estejam a uma distância superior a 12 milhas náuticas da costa. A estimativa da quantidade de restos alimentares para 80 (oitenta) pessoas (capacidade do FPSO BW Cidade de São Vicente) é de 32 kg/d, para 106 (cento e seis) pessoas (tripulação do FPSO *Dynamic Producer*) é de 42 kg/d, e para 100 (cem) pessoas (FPSO Genérico) 40 kg/d.

Os trituradores de alimentos dos FPSOs BW Cidade de São Vicente e *Dynamic Producer* são da marca IMC (*England*), modelo 726, com capacidade de processamento de 400 kg/h. Todos os resíduos descartados serão registrados no livro de resíduos de cada embarcação, conforme solicitado pela MARPOL.

Os trituradores são submetidos à manutenção e inspeção segundo o programa de manutenção e inspeção da BW Offshore (no caso do FPSO BW), da AMOS (no caso do FPSO *Dynamic Producer*), e da AFRETADA (no caso do FPSO Genérico), a fim de manter os equipamentos operando dentro dos padrões estabelecidos.

Água de produção

Não está prevista a produção de água durante as atividades dos TLDs na Área do Pré-Sal. Entretanto as UEPs possuem sistema específico para tratamento, o qual é descrito a seguir.

O tratamento da água produzida tem como objetivo reduzir o teor de óleo a menos que 29 mg/l em volume e reduzir a temperatura a valores inferiores a

40°C, para possibilitar seu descarte no mar, conforme preconizado pela Resolução CONAMA nº 393/07. Para atender a essa Resolução, as unidades de produção FPSO BW Cidade de São Vicente e FPSO *Dynamic Producer* dispõem de sistemas de tratamento de água produzida.

No caso do FPSO BW Cida de São Vicente, o sistema possui capacidade de até 2.000 m³/d, composto pelos seguintes equipamentos principais: hidrociclones, resfriador de água produzida e flotador. Na planta de processo desse sistema, a água produzida é separada em dois equipamentos: o separador de produção de alta pressão e o separador de produção de baixa pressão. Inicialmente a corrente de água produzida oriunda destes separadores é enviada aos hidrociclones, os quais promovem a remoção do óleo através de um processo de centrifugação. Em seguida, a água é enviada para o resfriador de água produzida, que trata-se de um trocador de calor, cuja função é a redução da temperatura da água para o descarte. A última etapa do tratamento é realizada no flotador, que retira o gás em solução da água. Ao sair do flotador, a água produzida é descartada no mar e o gás enviado para a linha de inertização.

Já o sistema de tratamento de água produzida do FPSO *Dynamic Producer* possui capacidade de até 1.200 m³/d, tendo o vaso degaseificador, os hidroclones, o resfriador de água produzida e o flotador como principais equipamentos. Na planta de processo, a água produzida é separada no separador de produção de alta pressão e no tratador eletrostático. A corrente de água produzida oriunda destes separadores é enviada inicialmente a um vaso desgaseificador, e logo após para os hidrociclones, os quais promovem, então, a remoção do óleo através de um processo de centrifugação. Em seguida, a água é enviada para o resfriador de água produzida. A última etapa do tratamento é realizada no flotador, cuja função é fazer o polimento da água tratada pelos hidrociclones especificando o teor de óleo abaixo dos limites exigidos pela legislação. Ao sair do flotador, a água produzida segue para o descarte.

A qualidade da água tratada em ambos os FPSOs é monitorada continuamente antes de ser descartada ao mar, através de um sensor de TOG na linha de descarte. O monitor de TOG de cada unidade possui alarme sonoro e

visual na Sala de Controle de Processo. Caso o efluente esteja fora de especificação, a água é reenviada ao início do tratamento, evitando-se o descarte de água nesta condição.

No caso dos Pilotos de Produção de Guará e de Tupi NE, e do Desenvolvimento de Produção de Iracema, atividades onde a água de produção é prevista, todo efluente gerado será devidamente tratado em um sistema específico. Os indicadores de produção de óleo, gás e água de cada projeto estão apresentados no item D (**Tabela II.2.4-19** - , **Tabela II.2.4-20** - e Error! Reference source not found.).

Toda água produzida na planta de processo dos 2 (dois) projetos de Pilotos e do projeto de Desenvolvimento da Produção objetos deste Estudo será encaminhada para um sistema de tratamento específico (com capacidade de até 14.400 m³/d). A água oleosa será resfriada, passará por um processo de separação centrífuga nos hidrociclones e, uma vez atendidas as especificações mínimas do teor de óleo e graxa, a mesma será descartada ao mar.

O sistema de processamento de hidrocarbonetos do FPSO Genérico será projetado com capacidade de processamento de 100.000 bpd e 5,0 MM m³/d de compressão de gás e a capacidade nominal da planta de tratamento de até 14.400 m³/dia de água produzida. Caso eventualmente a produção exceda esta capacidade nominal, a vazão total ficará sempre limitada à capacidade da planta de tratamento de água produzida, garantindo um TOG de até 29 mg/l para descarte, de acordo com o preconizado na Resolução CONAMA nº 393/07.

O teor de óleo na água descartada será monitorado e registrado, se o teor de óleo ultrapassar 29 mg/l, a válvula de descarga do costado do FPSO fecha-se automaticamente, abrindo-se outra válvula automática que direciona o efluente aos tanques de *slop*. O monitor de TOG possuirá alarme visual e sonoro 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.

A **Figura II.2.4-14** apresenta um fluxograma mostrando o sistema de tratamento de água produzida previsto para o FPSO Genérico.

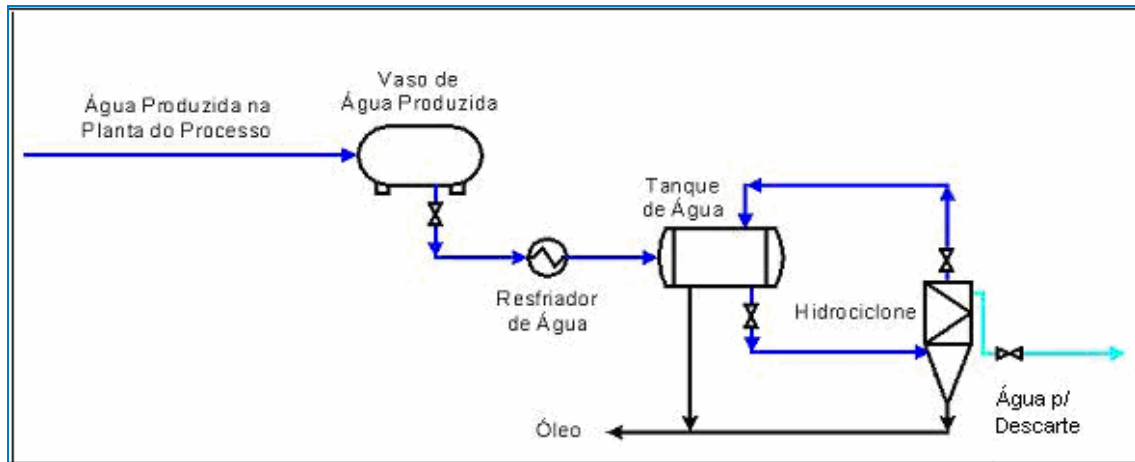


Figura II.2.4-14 - Fluxograma de tratamento de água produzida previsto para o FPSO Genérico.

Drenagem de conveses e águas oleosas

Os FPSOs BW Cidade de São Vicente, *Dynamic Producer* e Genérico são providos de um sistema de drenagem composto por drenagem aberta e drenagem fechada. A drenagem fechada é a drenagem manual proveniente dos equipamentos que manuseiam hidrocarbonetos, sem contato com a atmosfera. Esse tipo de drenagem atende aos coletores de hidrocarbonetos líquidos de todos os vasos relacionados ao processo de produção de óleo e gás, quando a manutenção destes equipamentos é necessária. Assim, os coletores são despressurizados e os resíduos oleosos encaminhados para o tanque de drenagem fechada. Este sistema é composto pelos coletores de drenos fechados, pelo vaso de dreno fechado e pela bomba do sistema de dreno fechado. O óleo retirado deste dreno é reincorporado à planta de processamento.

No FPSO BW Cidade de São Vicente e no FPSO Genérico, o sistema de drenagem aberta é dividido entre drenagem aberta de áreas não classificadas e classificadas. As áreas classificadas englobam os pisos e *skids* de áreas que possam oferecer risco de contato com atmosferas explosivas ou vazamento de gás, como as áreas de tancagem e a planta de separação; e as áreas não classificadas (áreas seguras) são as que não propiciam ao líquido o contato com

atmosferas explosivas ou gás, como a drenagem da água da chuva e dilúvio. Os líquidos coletados pelo sistema de drenagem aberta serão direcionados para o vaso de dreno aberto, que separa o líquido do gás. O gás é ventilado para local seguro, enquanto que o líquido oleoso segue para o tanque de drenagem, onde, por gravidade, ocorre a separação da água do óleo. A água oleosa do tanque de drenagem é então encaminhada para o sistema separador de água e óleo (SAO), da marca *Vaf Instruments* modelo *Oilcon Mark 6M*. Esses equipamentos possuem alarme visual e sonoro que avisa caso o TOG no efluente seja superior ao padrão estabelecido de 15 mg/L. Caso o efluente tenha nível de TOG acima de 15 mg/L a válvula é fechada e o efluente retorna ao sistema para tratamento. O efluente descartado é quantificado através do controle do número de vezes que o volume do tanque é descartado ao mar.

Toda a água oleosa com TOG acima de 15 mg/L será estocada em tanques de *slop*, sendo então transferida para os navios aliviadores. Desta forma, os possíveis vazamentos nos equipamentos da planta de processo são recolhidos nas bandejas (*skids*) e direcionados, por gravidade, para o tubulão do sistema de dreno aberto localizado sob a planta de processo, de onde seguem, através de linhas providas de sifão, para os tanques de *slop*.

Com o objetivo de manter os equipamentos operando dentro dos padrões estabelecidos, os separadores de água e óleo das unidades marítimas são submetidos à manutenção e inspeção segundo o programa de manutenção e inspeção da BW (no caso do FPSO BW Cidade de São Vicente) e da AFRETADA (no caso do FPSO Genérico).

O sistema de drenagem aberta do FPSO *Dynamic Producer* 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, bem como pela coleta das águas pluviais que incidem sobre estas áreas e que podem carrear resíduos oleosos. Toda a água que possa 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, em seguida, para *overboard*, após a confirmação de seu enquadramento, no limite de 15 mg/L, determinando pelo TOG medido no monitoramento da água descartada.

O óleo separado no tanque de *slop* sujo é bombeado para o vaso de *slop* da plataforma, de onde segue para o início da planta de processo, juntamente com o óleo proveniente do sistema de drenagem fechada.

Sistema de coleta e destinação de óleos sujos

Os óleos usados, resultantes da manutenção mecânica dos equipamentos e da troca de óleo, são totalmente removidos em tambores metálicos de fechamento hermético, devidamente identificados, e posteriormente desembarcados para destinação final adequada em terra.

Caracterização e Disposição de Rejeitos

A caracterização e a disposição de rejeitos gerados durante as atividades dos Projetos Integrados do Pólo Pré-Sal, na Bacia de Santos, será descrita no Relatório do Projeto de Controle da Poluição – PCP (item II.7.2), a ser encaminhado à CGPEG/DILIC/IBAMA, conforme Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA nº 08/08.

II.2.4.D - Curva Prevista para a Produção de Óleo, Gás e Água

Testes de Longa Duração (TLDs)

A produção prevista para os Testes de Longa Duração (TLDs) é estimada em aproximadamente 14.000 bpd e 500.000 m³/dia de gás, podendo variar conforme as características do óleo de cada região. Portanto, a produção é limitada à queima do gás associado aprovada pela ANP (500.000 m³/dia), podendo este indicador variar de campo para campo, a depender da razão gás-óleo de cada reservatório.

Pilotos e Desenvolvimento de Produção

A Tabela II.2.4-19, a Tabela II.2.4-20 e a Tabela II.2.4-21 apresentam, respectivamente, os indicadores de produção mensal de óleo, gás e água, em m³/d, previstos para os Pilotos de Produção de Guará e de Tupi Nordeste e para o Desenvolvimento de Produção de Iracema, na Bacia de Santos. A Figura II.2.4-15, a Figura II.2.4-16 e a Figura II.2.4-17 apresentam essas curvas de produ na forma de gráficos.

Tabela II.2.4-19 - Indicadores de produ para o Piloto de Guará

Data	Produ Prevista		
	leo (m ³ /d)	Gás (m ³ /d)	gua (m ³ /d)
dez-12	65,4	10.488	0,10
dez-13	14430,1	2.315.430	63,92
dez-14	19078,0	3.061.210	373,51
dez-15	18709,3	3.002.050	1074,45
dez-16	18636,1	2.990.300	1180,06
dez-17	19078,0	3.079.220	1546,26
dez-18	18279,4	3.243.170	2858,96
dez-19	16705,7	3.164.910	4484,17
dez-20	15063,7	3.125.490	6309,69
dez-21	13825,4	3.121.950	7828,03
dez-22	12710,2	3.258.080	9155,22
dez-23	10516,8	2.522.720	9950,64
dez-24	9204,8	2.114.300	10696,20
dez-25	8744,2	2.075.840	11659,00
dez-26	8316,9	2.084.830	12530,20
dez-27	7901,3	2.253.650	13283,60
dez-28	7488,1	2.371.120	13975,80
dez-29	7130,5	2.482.660	14583,90
dez-30	6812,6	2.617.970	15058,00
dez-31	6049,1	2.415.350	13738,60
dez-32	5512,6	2.218.380	12791,90
dez-33	5394,8	2.345.070	12988,20
dez-34	4010,5	1.662.260	10248,40
dez-35	2561,7	734.183	8415,50
dez-36	2417,3	682.297	8631,50
dez-37	2302,1	635.638	8852,98
dez-38	2203,7	585.537	9024,39
dez-39	2141,9	542.159	9154,56

Tabela II.2.4-20 - Indicadores de produção para o Piloto de Tupi NE

Data	Produção Prevista		
	Óleo (m³/d)	Gás (m³/d)	Água (m³/d)
dez-12	0	0	0
dez-13	5650,7690	1553352,75	7,4375
dez-14	13368,9209	3808206,50	22,95202828
dez-15	16453,7578	4680487,00	112,0654755
dez-16	17721,3516	4750183,50	462,2048
dez-17	16821,9063	4726882,00	1267,6940
dez-18	14788,2246	4351021,00	2312,3250
dez-19	12795,0518	3877910,50	3416,6021
dez-20	11244,0332	3449713,25	4553,3735
dez-21	10073,9766	3111316,75	5614,8125
dez-22	9025,6660	2801136,50	6637,2217
dez-23	7915,4082	2470569,75	7664,9424
dez-24	6939,1694	2165768,50	8582,4150
dez-25	6074,0166	1919671,75	9220,0244
dez-26	5450,7290	1734367,00	10026,5811
dez-27	4891,0903	1571082,50	10602,9531
dez-28	4464,5684	1448019,88	11323,7705
dez-29	4122,9590	1341866,38	12053,6113
dez-30	3821,4795	1244432,13	12583,9014
dez-31	3602,1479	1173245,88	13173,5010
dez-32	3407,3333	1108365,25	13763,3447
dez-33	3174,3672	1030402,13	13889,3154
dez-34	2977,9617	961000,13	14157,1836
dez-35	2829,4138	911999,63	14635,9121

Tabela II.2.4-21 - Indicadores de produção para o DP de Iracema

Data	Produção Prevista		
	Óleo (m³/d)	Gás (m³/d)	Água (m³/d)
dez-14	34	10930	0
dez-15	14980	4863000	7
dez-16	17550	5698000	269
dez-17	17550	5700000	736
dez-18	17540	5700000	1943
dez-19	16280	5291000	3971
dez-20	13680	4447000	5978
dez-21	11050	3589000	8037
dez-22	9160	2974000	9466
dez-23	7905	2566000	10390
dez-24	6929	2248000	11140
dez-25	6097	1977000	11930
dez-26	5411	1755000	12670
dez-27	4898	1589000	13210
dez-28	4499	1460000	13610
dez-29	4133	1341000	13950
dez-30	3799	1233000	14260
dez-31	3503	1137000	14540
dez-32	3265	1060000	14820
dez-33	3049	989900	15100
dez-34	2845	924000	15370
dez-35	2664	865200	15610
dez-36	2516	817000	15860

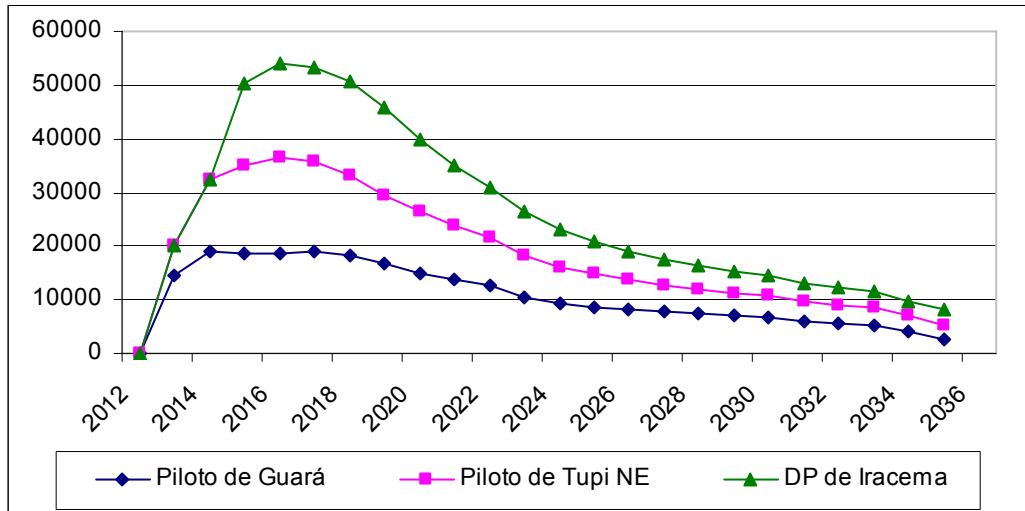


Figura II.2.4-15 - Curva de produção de óleo para os Pilotos e Desenvolvimento de Produção das Áreas do Pólo Pré-Sal

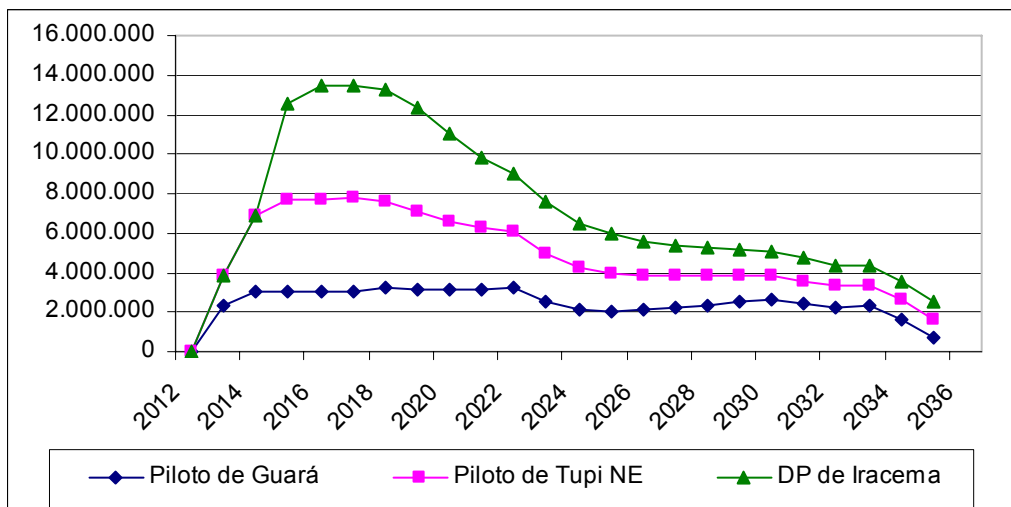


Figura II.2.4-16 - Curva de produção de gás para os Pilotos e Desenvolvimento de Produção das Áreas do Pólo Pré-Sal

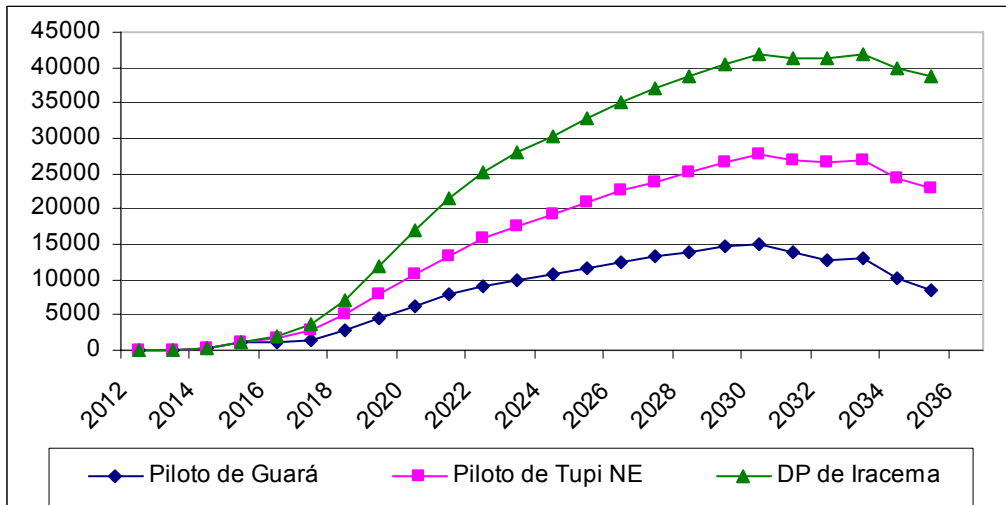


Figura II.2.4-17 - Curva de produção de água para os Pilotos e Desenvolvimento de Produção das Áreas do Pólo Pré-Sal

II.2.4.E - Descrição das operações de intervenção

Durante os Testes de Longa Duração (TLDs)

A unidade de produção FPSO *Dynamic Producer* possui uma sonda para intervenções de manutenção leve (*light workover*), que será utilizada durante os Testes de Longa Duração (TLDs), caso haja necessidade.

A sequência operacional dependerá do objetivo da intervenção. Caso a intervenção seja realizada com o poço em fluxo, o BOP (*Blowout Preventer*) do arame ou do flexitubo será conectado à cabeça de circulação (*terminal head*) e a intervenção será realizada sem a necessidade de uma sonda de perfuração durante a produção dos poços para a planta dos TLDs.

Caso seja necessário amortecer o poço, todo o óleo da coluna de produção retorna para o reservatório através do bombeamento de fluido de completção (solução salina). Posteriormente é feita a descida e a instalação da válvula de retenção (*standing valve*) na parte fixa da coluna de produção, chamada de cauda de produção. Esta válvula de retenção instalada na cauda de produção impedirá que o poço absorva o fluido de completção que está dentro do poço, mantendo-o amortecido. Juntamente com o fluido de completção – que exercerá pressão

hidrostática suficiente para evitar o fluxo da formação – a válvula de retenção constitui a primeira barreira de segurança do poço.

Para intervenções de manutenção pesada (*heavy workover*), caracterizada pela necessidade de instalação de BOP na cabeça do poço, será necessária uma sonda de perfuração. Para tanto, após amortecimento, o poço será abandonado temporariamente com a instalação de um tampão mecânico (*plug*) no suspensor de coluna (*tubing hanger*), que constituirá a segunda barreira de segurança no poço. Assim, a ANM pode ser retirada e a unidade de produção pode ser deslocada de cima do poço, permitindo que a sonda de perfuração realize a intervenção.

A primeira operação da sonda de perfuração é a instalação do BOP, que, após a retirada do tampão do suspensor de coluna, constituirá a segunda barreira de segurança do poço durante a intervenção.

A PETROBRAS Informa que não estão previstas operações de manutenção pesada durante o Teste de Longa Duração. Além disso, dependendo da complexidade da operação, as operações serão acompanhadas por ROV (*Remote Operated Vehicle*), veículo submarino equipado com câmeras e braços articulados, controlado remotamente a partir da superfície.

Já no caso do FPSO BW Cidade de São Vicente, esta intervenção deverá ser realizada através de uma sonda de perfuração.

Caso seja necessário se realizar uma intervenção no poço durante o Teste de Longa Duração, deverá ser destacada uma sonda flutuante para tal e as válvulas de produção e anular da ANM deverão ser fechadas através dos controles da FPSO, interrompendo a produção. A partir daí, a seqüência operacional dependerá do objetivo da intervenção.

A primeira operação é a retirada da capa da ANM (*tree cap*) com a sonda, seguida da descida do conjunto de ferramentas para intervenções de manutenção leve (*light workover*) utilizando-se o *riser* rígido ou *riser* de completação. Este

conjunto tem função de realizar desconexão rápida e de vedar do poço no caso de perda de posição da sonda, incluindo-se a função de cortar, com gaveta cega cisalhante, equipamentos que por ventura se encontrem dentro do *riser* rígido na profundidade do conjunto. Após a descida e conexão deste conjunto à ANM, o BOP (*Blowout Preventer*) do arame ou do flexitubo será conectado à cabeça de circulação (*terminal head*) e, caso a retirada da ANM não seja necessária, será realizada a intervenção.

Caso seja necessário amortecer o poço durante os Testes de Longa Duração (TLDs) a serem realizados pelo FPSO BW Cidade de São Vicente, o primeiro passo é retornar todo o óleo da coluna de produção para o reservatório, o que é feito através do bombeamento de fluido de completação (solução salina). Posteriormente, realiza-se a descida e a instalação da válvula de retenção (*standing valve*) na parte fixa da coluna de produção, chamada de cauda de produção. Essa válvula impedirá que o poço absorva o fluido de completação contido no seu interior, mantendo-o amortecido. Ao mesmo tempo em que o fluido de completação exerce pressão hidrostática suficiente para evitar o fluxo da formação, a válvula de retenção se constitui como a primeira barreira de segurança do poço.

Para intervenções de manutenção pesada (*heavy workover*), caracterizada pela necessidade de instalação de BOP de perfuração na cabeça do poço, após a descida do conjunto de ferramentas para intervenção de manutenção leve e subsequente amortecimento, o poço será abandonado temporariamente com a instalação de um tampão mecânico (*plug*) no suspensor de coluna (*tubing hanger*), que constituirá a segunda barreira de segurança no poço. Assim, a ANM pode ser retirada e é descido o BOP de perfuração, estando o poço na condição segura necessária para se realizar qualquer tipo de operação de manutenção (*workover*).

Vale ressaltar que não estão previstas operações de manutenção pesada durante os Testes de Longa Duração (TLDs). Além disso, dependendo da complexidade da operação, as operações serão acompanhadas por ROV (*Remotely Operated Vehicle*), veículo submarino equipado com câmeras e braços articulados, controlado remotamente a partir da superfície.

Durante os Pilotos e Desenvolvimento de Produção

Caso seja necessário realizar algum tipo de intervenção nos poços durante os Projetos de Pilotos e Desenvolvimento de Produção, deverá ser utilizada uma sonda flutuante. Além disso, as válvulas da completação inteligente de todos os intervalos, bem como as válvulas de produção e anular da ANM deverão ser fechadas a partir de controles existentes nas plataformas, interrompendo a produção. A partir deste momento, a sequência operacional dependerá do objetivo da intervenção, conforme descrito a seguir.

Uma primeira operação é a retirada da capa da ANM (*tree cap*) com o auxílio da sonda, seguida da descida do conjunto de ferramentas para intervenções de manutenção leve (*light workover*) utilizando-se o DPR (*Drill Pipe Riser*) ou outro *riser* de completação. A função desse conjunto é realizar uma rápida desconexão, vedar o poço no caso de perda de posição da sonda, e cortar, com gaveta cega cisalhante, equipamentos que porventura se encontrem dentro da coluna de DPR na profundidade do conjunto. Adicionalmente a essa função de segurança, o conjunto permite que o controle das válvulas de completação inteligente e das válvulas da ANM seja feito a partir da sonda. Após a descida e conexão deste conjunto à ANM, o BOP (*Blowout Preventer*) do arame ou do flexitubo será conectado à cabeça de circulação (*terminal head*) e, caso não seja preciso retirar a ANM, será iniciada a intervenção.

Caso seja necessária a retirada da coluna de produção com completação inteligente, será preciso combater a perda de óleo ou gás com bombeio de tampão de calcita (CaCO_3) para estabelecer uma barreira de segurança.

Através de sensores, a técnica de completação inteligente permite o monitoramento e o controle, em tempo real, das condições de pressão, temperatura e vazão e, conseqüentemente, da produção de hidrocarbonetos a partir de múltiplas zonas de uma única perfuração ou de ramificações de um poço multi-lateral. Por permitir o gerenciamento de todo o reservatório, além de evitar intervenções, a completação inteligente possibilita otimizar o desempenho dos poços e a maximizar a recuperação de reservas.

II.2.4.F - Descrição do Sistema Submarino

A seguir é apresentada uma descrição detalhada das instalações submarinas para os TLDs, Pilotos de Guará e Tupi NE e para o DP de Iracema, cujos arranjos submarinos estão apresentados, respectivamente, na Planta II.2.4-7, Planta II.2.4-8, Planta II.2.4-9 e Planta II.2.4-10 ao final desta seção. Vale ressaltar que a Planta II.2.4-7 refere-se ao padrão de arranjo para os TLDs realizados pelo FPSO BW Cidade de São Vicente, já que o FPSO *Dynamic Producer* é provido do sistema EPR (*Early Production Riser*), que permite a interligação da ANM instalada na cabeça do poço diretamente à unidade de produção, através de um riser rígido.

Testes de Longa Duração a serem realizados pelo FPSO BW Cidade de São Vicente, Pilotos e Desenvolvimento de Produção

A **Tabela II.2.4-22** lista, resumidamente, as instalações que irão compor os sistemas submarinos dos TLDs a serem realizados pelo FPSO BW Cidade de São Vicente, dos Pilotos de Produção nas Áreas de Guará e Tupi NE e do Desenvolvimento de Produção de Iracema.

Tabela II.2.4-22 – Composição do Sistema submarino para os diversos empreendimentos

Instalação	Quantidade de Instalações			
	TLDs - FPSO BW Cidade de São Vicente	Piloto de Guará	Piloto de Tupi NE	DP de Iracema
Linha de Produção	1 (por TLD)	9 (das quais duas serão convertidas em linhas de injeção de água)	13 (das quais três serão convertidas em linhas de injeção de água)	6
Linha de Serviço	1 (por TLD)	11 (das quais duas serão convertidas em linhas de injeção de gás)	15 (das quais três serão convertidas em linhas de injeção de gás)	6
Umbilical de eletro-hidráulico de Controle	1 (por TLD)	12	20	12
Linha de injeção de água	0	3 (após conversão de dois poços produtores em injetores WAG)	8 (após conversão de dois poços produtores em injetores WAG)	6
Linha de injeção de Gás	0	5 (após conversão de dois poços produtores em injetores WAG)	10 (após conversão de dois poços produtores em injetores WAG)	6
Árvore de natal molhada	1 (por TLD)	12	20	12
Gasoduto de exportação	0	1 (Gasoduto Guará-Tupi)	1 (Gasoduto Tupi NE-Tupi)	1 (Gasoduto Iracema-Tupi NE)

Os itens a seguir apresentam uma descrição detalhada destas instalações submarinas.

Linhas de Coleta da Produção

A PETROBRAS, em conjunto com os fornecedores, realizou análises dinâmicas globais de tensão e compressão nas camadas metálicas, e de instalação e fadiga nas linhas flexíveis e nos umbilicais de controle considerando as condições operacionais normais e as mais severas, nas fases de instalação e operação.

Os poços produtores serão interligados através de um conjunto composto por 1 (uma) linha de produção, 1 (uma) linha de serviço (acesso ao espaço anular do poço) e 1 (um) umbilical eletro-hidráulico de controle. Os poços injetores WAG serão interligados através de um conjunto composto de 1 (uma) linha de injeção de água, 1 (uma) linha de injeção de gás e 1 (um) umbilical eletro-hidráulico de controle. Os poços injetores de gás serão interligados através de um conjunto composto de 1 (uma) linha de injeção, 1 (uma) linha de serviço (acesso ao espaço anular do poço) e 1 (um) umbilical eletro-hidráulico de controle.

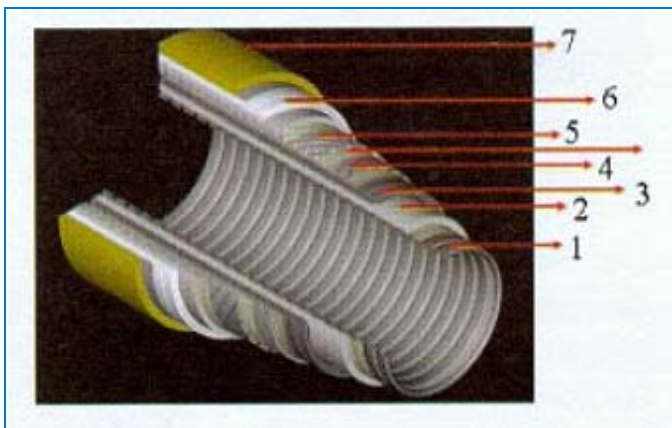
Portanto, o FPSO BW Cidade de São Vicente receberá 3 (três) *risers*, sendo 1 (um) pra cada linha e umbilical. Vale lembrar que cada TLD contempla a produção de 1 (um) único poço. Entre os 12 (doze) poços e o FPSO que realizará o Piloto de Guará, serão instalados 22 (vinte e dois) *risers* e 12 (doze) conjuntos com umbilicais de controle. No caso do Piloto de Tupi NE, entre os 20 (vinte) poços e o FPSO, serão instalados 30 (trinta) *risers* e 20 (vinte) conjuntos com umbilicais de controle. Já no Desenvolvimento de Produção de Iracema, entre os 12 poços e o FPSO, serão instalados até 12 (doze) *risers* e 12 (doze) conjuntos com umbilicais de controle.

Para os sistema de coleta de produção, as linhas serão flexíveis, com diâmetros internos de 6" (linhas de coleta) ou 4" (linhas de serviço utilizadas nos TLDs) e compostas dos seguintes trechos:

- *Flowlines* ou Estáticas (que ficam assentadas no fundo do mar);

- *Risers* ou Dinâmicas (que ficam suspensas e fazem a conexão das *flowlines* com a plataforma).

Essas linhas são 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, incluindo pressão hidrostática externa, pressão interna do fluido, compressão radial dos sistemas de instalação, tração e compressão na região do seu ponto de contato com o leito oceânico (*Touch Down Point - TDP*). A **Figura II.2.4-18** ilustra, de forma esquemática, a estrutura de uma linha flexível.



Legenda

1. carcaça interna
2. camada plástica interna
3. armadura metálica de pressão
4. armaduras metálicas de tensão
5. camada de fita adesiva
6. camada de fita isolante

Figura II.2.4-18 - Estrutura de uma linha flexível.

Fonte: Wellstream.

Todas as linhas a serem utilizadas terão, ainda, proteção contra incidência de radiação UV e contra o crescimento de microorganismos em seu interior.

A **Tabela II.2.4-23** apresenta as principais características das linhas do sistema de coleta da produção, injeção, serviço e gasoduto de exportação relacionadas a cada empreendimento.

Tabela II.2.4-23 - Características preliminares das linhas do Sistema de Coleta (produção e serviço) – TLDs a serem realizados pelo FPSO BW Cidade de São Vicente e Pilotos

Empreendimento	Linhas do sistema de coleta	Vazão máxima (m ³ /dia)	Temperatura de operação (°C)	Pressão de operação (psi)
TLDs - FPSO BW Cidade de São Vicente	Produção (ID 6" – trechos <i>riser</i> e <i>flowline</i>)	2.230	04 – 82	10.000
	Serviço (ID 4" – trechos <i>riser</i> e <i>flowline</i>)	120	04 – 40	5.000
Pilotos de Produção (Guará e Tupi NE)	Produção (ID 6" – trechos <i>riser</i> e <i>flowline</i>)	2.230	04 – 82	6.000
	Serviço (ID 4" – trechos <i>riser</i> e <i>flowline</i>)	120	04 – 40	5.000
	Injeção de Água (ID 6" – trechos <i>riser</i> e <i>flowline</i>)	7.960	04 – 82	5.000
	Injeção de Gás (ID 6" – trechos <i>riser</i> e <i>flowline</i>)	3.000.000	04 – 82	10.000
	Exportação de Gás (ID 9" – trechos <i>riser</i> e <i>flowline</i> até o PLEM)	3.000.000	04 – 82	5.000

Todos os *risers* foram projetados suspensos em uma configuração do tipo catenária livre ou "lazy wave". Com tal finalidade, as seguintes condições devem ser atendidas:

- As linhas devem ser consideradas totalmente cheias com o fluido do processo para a qual foram instaladas;
- Para o cálculo dos esforços nas operações de "pull-in" e "pull-out", as linhas devem ser avaliadas, em ambos os casos, para os cenários de estarem cheias de água salgada ou vazias;
- Nenhum *riser* deverá fazer "sombra" sobre outro *riser*, isto é, não deverá existir mais de um *riser* em uma mesma direção radial.

A **Tabela II.2.4-24** e a **Tabela II.2.4-25** apresentam o comprimento médio das diversas linhas a serem utilizadas nos TLDs que serão realizados pelo FPSO BW Cidade de São Vicente, Pilotos e Desenvolvimento de Produção.

Tabela II.2.4-24 - Comprimento médio das linhas de produção e serviços a serem utilizadas nos TLDs realizados com apoio do FPSO BW Cidade de São Vicente.

Linhas de Produção			
Diâmetro – Interno (pol)	Risers – (m)	Flowlines – (m)	Total – Riser + Flowline (m)
6	2.900	3.760	6.660
Linhas de Serviços			
4	2.900	3.760	6.660

Tabela II.2.4-25 - Comprimento médio das linhas de produção, injeção e serviço a serem utilizadas no Piloto de Guará, Piloto de Tupi NE e DP de Iracema

Empreendimento	Linha	Linhas de Produção e Injeção Comprimento médio dos risers: 3.700m		
		Diâmetro Interno (pol)	Flowlines (m)	Total Riser + Flowline (m)
Piloto de Guará	Produção e Injeção	6	5.000	8.700
	Serviço	4	5.000	8.700
Piloto de Tupi NE e DP de Iracema	Produção e Injeção	6	4.000	7.100
	Serviço	4	4.000	7.100

Umbilicais de controle

Para os TLDs que serão realizados com o FPSO BW Cidade de São Vicente, o umbilical de controle (UEH – *Umbilical eletro-hidraulico*) consistirá de um conjunto de 9 (nove) mangueiras termoplásticas de 3/8” (9H), 3 (três) mangueiras HCR (*High Collapse Resistance*) de 1/2” (3HCR) e 3 (três) pares de cabos elétricos de 2,5 mm² de seção, integrados em um único encapsulamento (6EC).

Adicionalmente, haverá uma mangueira de 3/8”, cuja função é transmitir pressão hidráulica para operação das válvulas das ANMs. Essa mangueira também possibilita a injeção de produtos químicos (inibidor de incrustação, desemulsificante e inibidor de hidrato), bem como a transmissão de sinais

elétricos, necessários para monitorar as pressões e temperaturas nos poços de produção e de injeção e em suas respectivas ANMs.

A **Figura II.2.4-19** apresenta o corte da seção transversal de um umbilical eletro-hidráulico típico para controle de poços de produção.



Figura II.2.4-19 - Vista da seção transversal de um Umbilical Eletro-Hidráulico.

Fonte: PETROBRAS.

A **Tabela II.2.4-26** apresenta as funções de controle e os comprimentos dos umbilicais a serem utilizados em cada poço em que o FPSO BW Cidade de São Vicente irá realizar o Teste de Longa Duração.

Tabela II.2.4-26 - Funções de controle e comprimentos dos Umbilicais Eletro-Hidráulicos previstos para utilização nos TLDs a serem realizados pelo FPSO BW São Vicente

Funções de controle	Comprimento (m)	
	Trecho - Riser	Trecho - Flowline
9H + 3HCR + 6EC	2.900	3.760

Para os Pilotos de Guará e de Tupi NE e para o DP de Iracema os umbilicais de controle serão projetados para suprir o POD de controle da ANM com fluido

hidráulico de até 10.000 psi (usualmente com dois níveis de pressão LP = 5.000 psi e HP = 1.0000 psi), de modo a fornecer os requisitos para acionamento das válvulas da ANM e dos sistemas de completação inteligente.

Além das funções hidráulicas de acionamento, o umbilical deverá ter 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.

Suas principais características são:

- Composição da estrutura com 4 x 1/2" 10.000 psi + 6 x 1/2" HCR 5.000 psi + 4 pares CE de 4 mm²;
- Programa de testes e qualificações a serem definidos;
- Pressão de trabalho de 10.000 psi para todas as linhas hidráulicas.

A **Tabela II.2.4-27** apresenta os comprimentos médios dos umbilicais a serem utilizados nos poços dos Pilotos de Guará e Tupi NE e do Desenvolvimento de Produção de Iracema.

Tabela II.2.4-27 - Comprimentos Médios dos Umbilicais Eletro-Hidráulicos – Piloto de Guará e Tupi NE e DP de Iracema.

Empreendimento	Comprimento (m)
Piloto de Guará	8.700
Piloto de Tupi NE e DP de Iracema	6.500

Estruturas Submarinas

As estruturas submarinas que serão instaladas sobre o solo marinho para a execução dos TLDs a serem realizados pelo FPSO BW São Vicente serão as árvores de natal molhadas (ANM) dos poços a serem testados. Para os Pilotos de Guará e Tupi NE, bem como para o Desenvolvimento da Produção de Iracema,

além das ANMs que serão similares as utilizadas nos TLDs, também serão instalados gasodutos para exportação do gás produzido.

O esquema representativo de uma ANM convencional (não horizontal) está apresentado na **Figura II.2.4-20** a seguir.

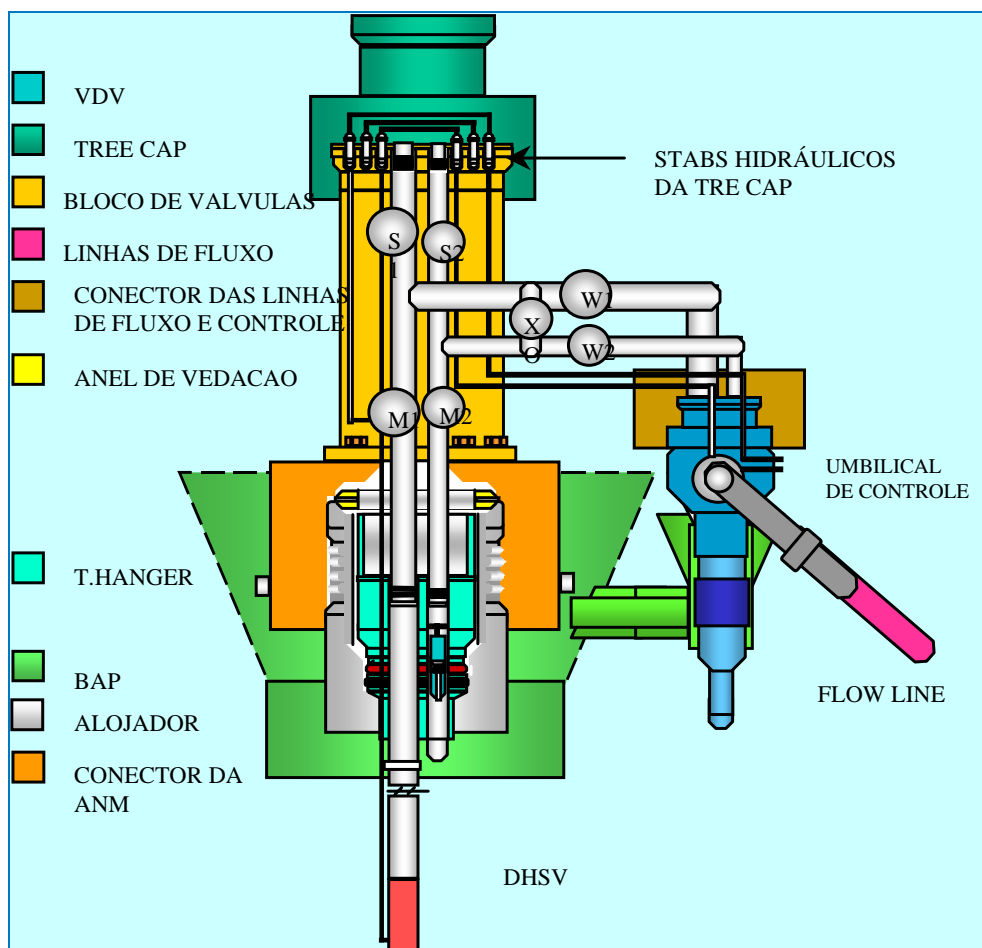


Figura II.2.4-20 - Esquema representativo de uma ANM convencional (não horizontal).

Para a interligação dos poços ao FPSOs serão utilizadas ANMs com 3 (três) Módulos de Conexão Vertical (MCV's) independentes. Um MCV servirá para a interligação da linha de produção, outro para a interligação da linha de serviço e o terceiro para interligação do umbilical de controle (UEH) das válvulas da ANM.

O sistema MCV possui flanges padronizados e compatíveis para permitir a conexão da linha na ANM. Essa conexão é feita no navio de lançamento de

linhas, o qual, através de cabos de aço, desce o MCV até a ANM para a interligação do poço à unidade de produção.

Os 3 (três) MCVs serão separados, de forma a permitir o lançamento das linhas (*gas lift*, produção e UEH) independentemente. Caso fosse utilizado um único MCV, as 3 (três) linhas teriam de ser lançadas simultaneamente.

As ANMs a serem utilizadas serão do mesmo tipo utilizado nos poços testados pelo FPSO *Dynamic Producer*, possuindo 6 (seis) válvulas (M1, W1, M2, W2, XO e PXO) acionáveis pela unidade de produção e outras 3 (três) (S1, S2, AI) acionáveis apenas a partir da sonda que estiver atuando no poço, no evento da necessidade de intervenção no mesmo.

Conforme descrito anteriormente, as válvulas da ANM só permanecem abertas enquanto houver pressão no atuador das mesmas, a qual é transmitida via umbilical de controle (UEH) a partir da unidade de produção. Uma vez que a pressão da linha de controle esteja drenada, a válvula fecha automaticamente, priorizando a segurança em caso de falha.

As ANMs foram especificadas com a metalurgia, classe de pressão e dimensões principais similares às usadas nas ANMs para o Piloto de Tupi. Entretanto, no caso dos Pilotos de Guará e Tupi NE, e do Desenvolvimento da Produção de Iracema, devido à necessidade de controle para o sistema de completação inteligente, 2 (duas) modificações significativas foram acrescentadas nesses equipamentos:

- POD de controle multiplexado, para controle das válvulas na ANM e do sistema de completação inteligente;
- Suspensor de coluna com 1 (uma) passagem elétrica para PDG múltiplo e 8 (oito) passagens hidráulicas (2 DHSV, 4 CI e 2 IQ).

Esses equipamentos deverão conter sensores de pressão e temperatura na ANM (TPT e PT de anular) e sensores de pressão e temperatura de fundo de poço para cada zona completada com equipamentos de CI (PDG múltiplos).

Com a utilização do sistema de controle multiplexado na ANM, mais funções e sinais poderão ser acrescentados ao sistema, pois as informações de sensores e outros equipamentos serão coletadas, multiplexadas pelo POD, e enviadas, através dos cabos elétricos dos umbilicais, para os equipamentos de superfície. A partir disso, as informações recebem o mesmo tratamento das informações analógicas tradicionais.

Gasodutos de Exportação

O escoamento do gás produzido pelos Pilotos de Produção de Guará e Tupi NE e pelo Desenvolvimento da Produção de Iracema será realizado por gasodutos (Guará-Tupi, a partir do Piloto de Guará, Tupi NE-Tupi, a partir do Piloto de Tupi NE, e Iracema-Tupi NE, o qual interligará a unidade de produção que estiver atuando no DP de Iracema ao gasoduto Tupi NE-Tupi). Os gasodutos Guará-Tupi e Tupi NE-Tupi interligarão as respectivas unidades de produção ao PLEM-TUP-001, instalado na base do FPSO Cidade de Angra dos Reis (Piloto de Tupi). No PLEM-TUPI-001 haverá o entroncamento com o gasoduto Tupi-Mexilhão, que escoará o gás produzido nestas áreas até a plataforma de Mexilhão (PMXL-1). Em PMXL-1 haverá outro entroncamento, onde o gás seguirá para a Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (UTGCA), no município de Caraguatatuba, onde será tratado. O escoamento até PMXL-1 será do tipo gás seco monofásico.

Gasoduto de Exportação - Guará - Tupi

Para o Piloto de Guará será instalado um sistema de escoamento constituído por um *riser* do tipo flexível de 9", que ligará através de um PLET ao gasoduto tronco, Guará-Tupi, constituído por duto rígido de 18".

O gasoduto Guará-Tupi terá uma extensão aproximada de 54 km e será interligado, na extremidade inicial (do FPSO que realizará o Piloto), aos seguintes equipamentos:

- PLEM-GUA-001 (*Pipeline End Manifold*) - Entradas: 1 x 9,125" com ESDV (*Emergency Shut Down Valve*), para interligação com um *riser*

flexível; 2 x 18" para interligações futuras. Saída: 1 x 18" para interligação com o PLET;

- *Jumper* – 18", trecho de duto rígido para interligação do PLEM-GUA-001 com o PLET-GUA-001.
- PLET-GUA-001 (*Pipeline End Termination*) – Entrada: 1 x 18" para interligação com o PLEM-GUA-001, com uma válvula IBV (*Isolation Ball Valve*) de 18"; Saída: 18" para o gasoduto;

A extremidade junto ao FPSO Cidade de Angra dos Reis (Piloto de Tupi) será interligada aos seguintes dispositivos:

- PLET-GUA-002 – Entrada: 18" do gasoduto, com uma válvula IBV de 18"; Saída: 1 x 18" para interligação com o PLEM-TUP-001, já instalado;
- *Jumper* – 18", trecho de duto rígido para interligação entre o PLET-GUA-002 e o PLEM-TUP-001.

As principais características operacionais do Gasoduto Guará-Tupi estão apresentadas na **Tabela II.2.4-28** abaixo.

Tabela II.2.4-28 – Características operacionais do Gasoduto Guará-Tupi

Característica	Informação
Vazão Máxima de Operação	9.300.000 m ³ /dia
Pressão Máxima de Operação	320 MPa
Temperatura Máxima de Operação	38 ° C
Temperatura na Entrada do Gasoduto	4 ° C
Comprimento Aproximado do Duto	54 km
Diâmetro Interno Mínimo do Duto	393,7 mm
Vida Útil	30 anos
Revestimento Anticorrosivo Polipropileno Tripla Camada	3,2 mm

Gasoduto de Exportação – Tupi NE-Tupi

Para o Piloto de Tupi NE será instalado um sistema de escoamento constituído por um *riser* do tipo flexível, que é conectado no leito marinho ao trecho estático – *flowline*, constituído por duto rígido de 18”.

O gasoduto Tupi NE-Tupi terá extensão aproximada de 20 km e será interligado, na extremidade inicial (do FPSO que realizará o Piloto), aos seguintes equipamentos:

- PLEM-TUP-004 (*Pipeline End Manifold*) - Entradas: 1 x 9,125” com IBV (*Isolation Ball Valve*) de 10” para interligação com o *riser* flexível; 1 x 9,125” com IBV de 10” para interligação futura; e 1 x 18” com IBV de 18” também para interligação futura. Saída: 1 x 18” para interligação com o PLET-TUP-003;
- *Jumper* – 18”, trecho de duto rígido para interligação entre o PLEM-TUP-004 e o PLET-TUP-003.
- PLET-TUP-003 (*Pipeline End Termination*) – Entrada: 1 x 18” para interligação com o PLEM-TUP-004, com uma válvula IBV de 18”; Saída: 18” para o gasoduto;

A extremidade junto ao FPSO Cidade de Angra dos Reis (Piloto de Tupi) será interligada aos seguintes dispositivos:

- PLET-TUP-002 – Entrada: 18” do gasoduto, com uma válvula IBV de 18”; Saída: 1 x 18” para interligação com o PLEM-TUP-001, já instalado;
- *Jumper* – 18”, trecho de duto rígido para interligação entre o PLET-TUP-002 e o PLEM-TUP-003.
- PLEM-TUP-003 – Entradas: 1 x 9,125 in com IBV de 10” para interligação futura; 1 x 18” com IBV de 18” para interligação futura; 1 x

18" com IBV de 18" para interligação com o PLET-TUP-002. Saída: 1 x 18" para interligação com o PLEM-TUP-001;

- *Jumper* – 18", trecho de duto rígido para interligação entre o PLET-TUP-003 e o PLEM-TUP-001.

Ao longo do gasoduto serão instalados 2 (dois) equipamentos *In-Line Tee*, com entradas e IBV de 10", para interligações futuras.

As principais características operacionais do Gasoduto Tupi NE-Tupi estão apresentadas na **Tabela II.2.4-29** abaixo.

Tabela II.2.4-29 – Características operacionais do Gasoduto Tupi NE-Tupi

Característica	Informação
Vazão Máxima de Operação	9.300.000 m ³ /dia
Pressão Máxima de Operação	320 MPa
Temperatura Máxima de Operação	38 ° C
Temperatura na Entrada do Gasoduto	4 ° C
Comprimento Aproximado do Duto	20 km
Diâmetro Interno Mínimo do Duto	393,7 mm
Vida Útil	30 anos
Revestimento Anticorrosivo Polipropileno Tripla Camada	3,2 mm

Gasoduto de Exportação – Iracema - Tupi NE

O gasoduto de Iracema-TupiNE é uma extensão do gasoduto TupiNE-Tupi, que possibilitará a interligação da Unidade de Iracema à malha de escoamento de gás, que passa pelos gasodutos TupiNE-Tupi, Tupi-PMXL-1 e PMXL-1 até a UTGCA.

O gasoduto Iracema-Tupi NE terá extensão aproximada de 30 km e será interligado, na extremidade inicial (do FPSO de Iracema), aos seguintes equipamentos:

- PLEM (*Pipeline End Manifold*) - Entradas: 1 x 9,125" com IBV (*Isolation Ball Valve*) de 10" para interligação futura; 1 x 18" com IBV de 18" para

interligação com a Unidade de Iracema; Saída: 2 x 18" para interligação com os PLETs;

- *Jumper* – 18", trecho de duto rígido para interligação entre o PLEM e o PLET.
- PLET (*Pipeline End Termination*) – Entrada: 1 x 18" para interligação com o PLEM, com uma válvula IBV de 18"; Saída: 18" para o gasoduto;
- PLET (*Pipeline End Termination*) – Entrada: 1 x 18" para interligação com o PLEM, com uma válvula IBV de 18"; Saída: 18" para um futuro gasoduto;

A extremidade junto a TupiNE, que interligará o gasoduto Iracema-TupiNE ao gasoduto TupiNE-Tupi, será interligada aos seguintes dispositivos:

- PLET – Entrada: 18" do gasoduto, com uma válvula IBV de 18"; Saída: 1 x 18" para interligação com o PLEM-TUP-004.
- *Jumper* – 18", trecho de duto rígido para interligação entre o PLET e o PLEM-TUP-004.

As principais características operacionais do Gasoduto Iracema-Tupi NE estão apresentadas na **Tabela II.2.4-30**, abaixo.

Tabela II.2.4-30 – Características operacionais do Gasoduto Iracema-Tupi NE

Característica	Informação
Vazão Máxima de Operação	9.300.000 m ³ /dia
Pressão Máxima de Operação	320 MPa
Temperatura Máxima de Operação	38 ° C
Temperatura na Entrada do Gasoduto	4 ° C
Comprimento Aproximado do Duto	30 km
Diâmetro Interno Mínimo do Duto	393,7 mm
Vida Útil	30 anos
Revestimento Anticorrosivo Polipropileno Tripla Camada	3,2 mm

Testes de Longa Duração a serem realizados pelo FPSO Dynamic Producer

Para os TLDs a serem executados pelo FPSO *Dynamic Producer* serão utilizadas as seguintes instalações submarinas:

- Sistema EPR (*Early Production Riser*) – Sistema que compreende um *Drill Pipe Riser* (DPR) para escoamento da produção, um duto de serviço para acesso ao anular do poço, e um umbilical de controle eletro-hidráulico para controle da ANM;
- Estrutura submarina – Árvore de Natal Molhada (ANM).

Os itens a seguir apresentam uma descrição detalhada destas instalações submarinas.

Sistema EPR

O sistema de produção proposto, representado pela unidade FPSO *Dynamic Producer*, consiste em uma unidade flutuante de posicionamento dinâmico, capaz de produzir, armazenar e transferir o óleo armazenado. É prevista a interligação de apenas um poço produtor durante a realização de cada Teste de Longa Duração, não existindo nenhum poço injetor a ser interligado à unidade.

A produção prevista para a unidade *Dynamic Producer* nos TLDs da Área do Pré-Sal é de 14.000 barris de óleo/dia e 1,0 MM m³/dia de gás, sem a injeção de qualquer volume de água, o que deverá ser mantido durante todos os Testes de Longa Duração a serem realizados neste projeto.

A ligação entre o poço a ser produzido e o FPSO *Dynamic Producer* será feita através de um *drill pipe riser* de 6 5/8", conectado a ANM (Árvore de Natal Molhada) a ser instalada na cabeça do poço.

Para permitir a produção, será instalado um Umbilical Eletro Hidráulico instalado para permitir o controle sobre as válvulas da ANM e o monitoramento de parâmetros de pressão e temperatura ligados a ela.

O duto anular, que servirá para o acesso ao anular do poço, conjugado com os Umbilicais Eletro-Hidráulicos (UEH) em uma mesma estrutura, serão fixados ao *drill pipe riser* por *clamps* (braçadeiras).

Desta forma, tanto o *drill pipe riser* quanto os umbilicais eletro-hidráulicos e anular estarão conectados diretamente à árvore de natal molhada (ANM) do poço que estiver sendo testado. Adicionalmente, o FPSO *Dynamic Producer* tem a vantagem de não requerer ancoragem no leito marinho, devido ao seu sistema de posicionamento dinâmico, e de não demandar embarcações auxiliares, já que o lançamento do *drill pipe riser* é feito pela própria unidade de produção.

A **Figura II.2.4-21** apresenta um esquema ilustrativo do processo de produção pelo FPSO *Dynamic Producer*, mostrando a produção através do *drill pipe riser* da unidade.

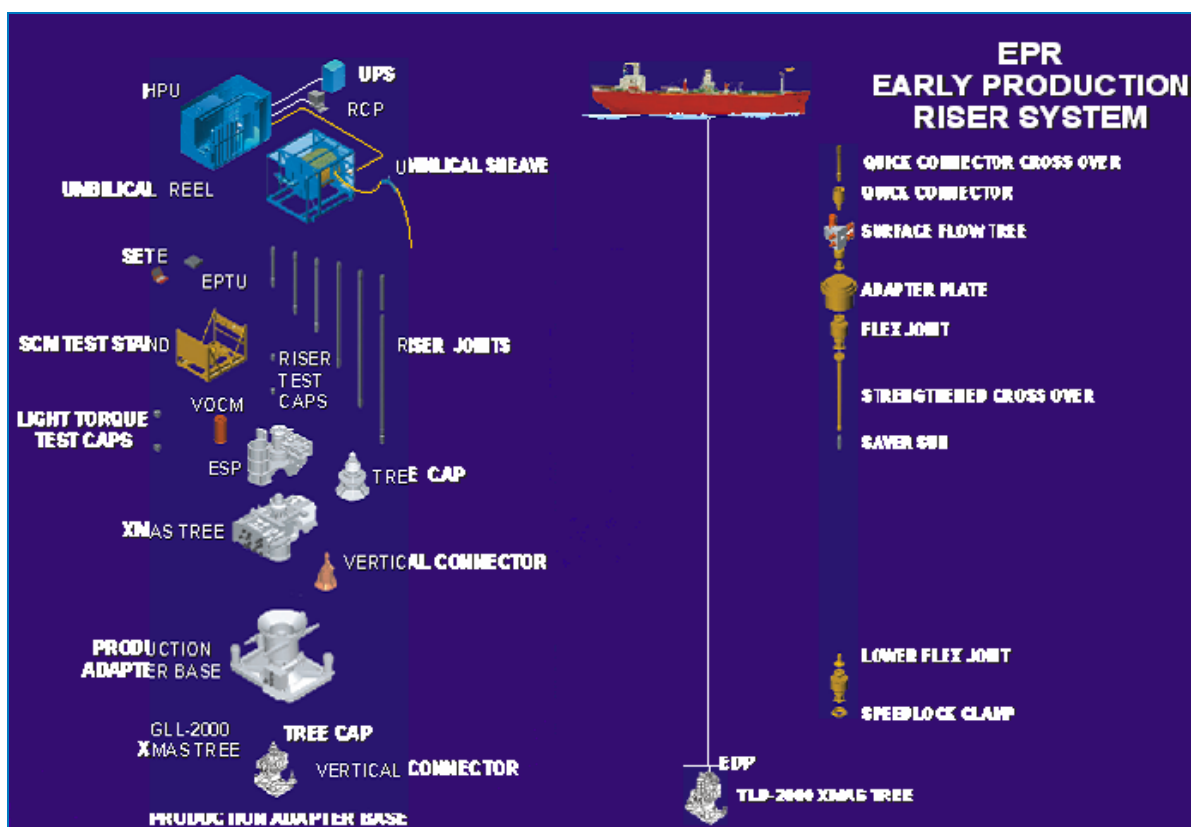


Figura II.2.4-21 - Sistema EPR.

Umbilical de anular e controle

O umbilical de anular e controle consiste de um conjunto de 10 (dez) mangueiras termoplásticas de 3/8" para 5000 psi, 3 (três) mangueiras HCR (*High Collapse Resistance*) de 1/2" (3HCR) e de 5 (cinco) quadras de cabos elétricos de 2,5 mm² de seção, integrados em um único encapsulamento. Adicionalmente, haverá uma tubulação integrada ao umbilical (de 1 1/4" para 5000 psi de pressão de trabalho), que proverá acesso ao anular, para o caso de necessidade de depressurização das tubulações na ANM. Tal tubulação possibilita, também, a transmissão de pressão hidráulica para a operação das válvulas da ANM, bem como de sinais elétricos, necessários para monitoramento das pressões e temperaturas nos poços e em sua respectivas ANMs.

A **Figura II.2.4-22** apresenta o corte da seção transversal de um umbilical anular eletro-hidráulico típico para controle de poços de produção.

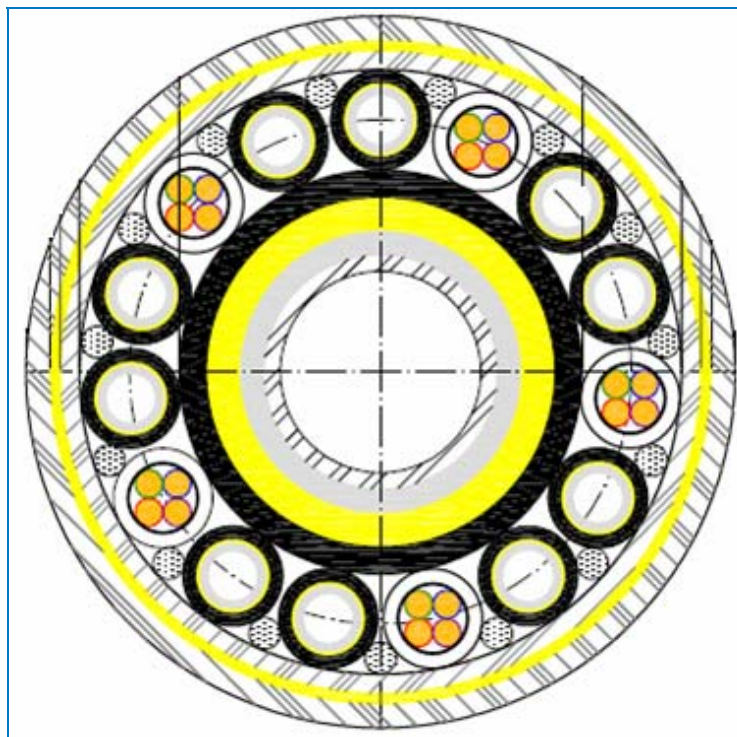


Figura II.2.4-22 - Vista da seção transversal de um Umbilical Anular Eletro-Hidráulico.

Fonte: PETROBRAS.

A **Tabela II.2.4-31** apresenta as funções de controle e os comprimentos dos umbilicais a serem utilizados nos poços.

Tabela II.2.4-31 - Funções de controle e comprimento dos Umbilicais Anular Eletro-Hidráulicos utilizados nos TLDs a serem realizados pelo FPSO *Dynamic Producer*.

Funções de controle	Comprimento (m)	
	Trecho (<i>Riser</i>)	Trecho (<i>Flowline</i>)
10H + 1HCR + 5EC	2.300	-

Estruturas Submarinas

No caso dos TLDs a serem realizados pelo FPSO *Dynamic Producer*, a única estrutura submarina a ser instalada sobre o solo marinho será a árvore de natal molhada (ANM), similar as que serão utilizadas nos TLDS realizados pelo FPSO BW Cidade de São Vicente (**Figura II.2.4-20**), descritas anteriormente.

II.2.4.G - Descrição das Operações de Instalação

Ancoragem das Unidades de Produção

Conforme dito anteriormente, o fato do FPSO *Dynamic Producer* ser dotado de sistema de posicionamento dinâmico faz com que o mesmo não necessite ser ancorado. Já o FPSO BW Cidade de São Vicente será ancorado nas áreas dos TLDs por meio de um sistema do tipo *Turret*. As lâminas d'água das locações onde as UEPs ficarão instaladas para a realização de cada TLD e de cada Piloto e Desenvolvimento de Produção, foram apresentadas na **Tabela II.2.1-10** e **Tabela II.2.1-11**. A descrição completa da instalação do sistema de ancoragem das unidades de produção e das linhas flexíveis está apresentada no subitem C.2 desta seção.

Instalação do Sistema de Coleta (Produção, Serviço e Umbilical)

FPSO Dynamic Producer

A instalação do FPSO *Dynamic Producer* não requer o lançamento de linhas e dutos no assoalho oceânico, uma vez que a produção escoará direta e exclusivamente, através do *drill pipe riser* (DPR), do poço para a unidade de produção.

Da mesma forma, como o lançamento do *drill pipe riser*, bem como dos umbilicais eletro-hidráulicos, é feito pela própria unidade de produção, não há necessidade da utilização de embarcações auxiliares para a realização desta atividade.

Para a realização dos TLDs também não há previsão de instalação de dutos para escoamento do óleo ou do gás produzido, principalmente devido ao curto prazo previsto para a realização de cada teste (média de 6 (seis) meses). Nestas atividades, o óleo será armazenado nos tanques do *Dynamic Producer* e posteriormente transferido para navios aliviadores.

FPSO BW Cidade de São Vicente e FPSO Genérico

Diferentemente do que ocorre com o FPSO *Dynamic Producer*, o sistema de produção e coleta dos FPSOs BW Cidade de São Vicente e Genérico irão requerer o lançamento de linhas flexíveis no fundo oceânico e o auxílio de embarcações auxiliares.

O lançamento das linhas é feito através de embarcações tipo LSV (*Laying Support Vessel*), especialmente projetadas para a realização deste tipo de atividade. Para tal, são dotadas de sistema de posicionamento dinâmico, e equipadas com sistemas de tensionadores lineares, especialmente projetados para suportar as cargas induzidas durante o lançamento das linhas, além de equipamentos de auxílio às manobras de convés, como guindastes e guinchos, veículos de inspeção submarina (ROV) e medidores de correnteza/ventos.

Prevê-se, para a realização desta atividade, a utilização de uma das embarcações tipo LSV contempladas pelos Projetos Ambientais de Caráter Continuo nas Embarcações do tipo LSV, DSV, RSV da PETROBRAS (Processo 02022.008099/02), tais como *Sunrise 2000*, *Seaway Condor*, *Pertinacia* e *Lochnagar*.

Apresenta-se, a seguir, as etapas envolvidas na instalação das linhas submarinas integrantes do sistema de produção do FPSO BW São Vicente, durante a sua atuação nos TLDs do Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Salienta-se que, da mesma forma que para os TLDs a serem realizados pelo FPSO *Dynamic Producer*, e pelas mesmas razões, não há previsão de instalação de dutos rígidos para escoamento da produção, sendo o óleo armazenado na própria plataforma até transferência para os navios aliviadores.

Carregamento e preparação das linhas

As linhas flexíveis serão carregadas no barco de lançamento a partir da Base de Vitória (BAVIT) e transportadas até os FPSOs BW Cidade de São Vicente e Genérico. Estas linhas serão entregues ao navio de lançamento com todos os certificados de fabricação e teste da integridade de suas estruturas, devidamente comprovados por uma entidade certificadora.

Ainda a bordo, durante a navegação para as Áreas dos TLDs a serem realizados pelo FPSO BW Cidade de São Vicente, Pilotos e DP de Iracema serão realizados testes de conexão das linhas, de modo a preparar o lançamento dessas. Os preparativos serão feitos no convés de lançamento ou na mesa de trabalho do sistema de lançamento vertical (VLS), dependendo da linha ou umbilical que estiver sendo preparado para o lançamento.

Serão, ainda, realizadas as seguintes atividades durante o traslado:

- Preparação dos colares de suspensão com os insertos adequados, que serão necessários para o lançamento das linhas de fluxo e umbilical;

- Preparação dos acumuladores dos tensionadores dos sistemas de lançamento, para a aplicação das forças de aperto especificadas para o lançamento das linhas;
- Preparação do *track* de lançamento a ser seguido.

Procedimentos Preliminares para Instalação

Na chegada do navio ao local da atividade serão realizadas as seguintes ações:

- Verificação do sistema de ancoragem/posicionamento dinâmico do navio, através de uma série de testes funcionais;
- Verificação das coordenadas, profundidade e orientação de saída das linhas das estruturas submarinas (ANM) e demais objetos submarinos envolvidos na operação;
- Inspeção da rota projetada para o lançamento das linhas, conforme planejamento;
- Estabelecimento de condições limites para as operações de instalação, referentes a vento, mar e correnteza, e verificação dessas antes do início da operação de lançamento, de forma a preservar a integridade das estruturas das linhas a serem lançadas;
- Descida das linhas.

Como regra geral, a conexão (*pull-in*) das linhas flexíveis às ANMs será feita com o auxílio de mergulhadores, com a primeira extremidade ligada ao poço e a segunda extremidade ligada ao FPSO.

Durante o lançamento serão monitoradas as cargas de tração, os ângulos de saída das linhas do FPSO (ângulo do topo da catenária) e as condições meteorológicas.

As conexões intermediárias das linhas flexíveis serão testadas com nitrogênio para comprovar a estanqueidade das mesmas. Vale ressaltar que este procedimento é realizado a bordo do LSV sem descarte de produtos químicos ao mar.

Conexão do Riser ao FPSO (Pull-in)

No término do lançamento das linhas, a extremidade final do *riser* será preparada para conexão à plataforma. Para isso, o navio LSV se aproximará do FPSO para transferir o cabo principal (cabo de *Pull-in*) do FPSO, através de um cabo mensageiro, até a embarcação.

Após a conexão do cabo principal ao *riser*, esse será descido, gradualmente, até completar a transferência da carga da embarcação para o cabo principal do guincho de *Pull-in* do FPSO.

Feita a transferência do *riser* para o cabo do FPSO, o cabo da embarcação será desconectado e recolhido até a superfície. As operações de *Pull-in* são finalizadas com o içamento dos *risers* de todas as linhas flexíveis com o auxílio de guincho até o FPSO.

Operações Complementares

Posteriormente ao *pull-in* dos *risers* ao FPSO, serão realizadas as interligações das linhas de produção, de serviço e umbilical aos seus pares no FPSO, seguida de uma inspeção para confirmar tanto a posição final das linhas no fundo do mar quanto a configuração final das catenárias das linhas.

Procedimentos de Instalação dos Gasodutos de Exportação

A instalação dos trechos submarinos dos gasodutos de exportação Guará-Tupi e Iracema-Tupi NE-Tupi poderá ser executada segundo as etapas básicas citadas a seguir e descritas no **item F** desta seção:

- Lançamento do gasoduto;
- Teste hidrostático;
- Interligação do gasoduto;
- Inertização do gasoduto.

Lançamentos dos Gasodutos

O lançamento do gasoduto Guará-Tupi está dividido nas seguintes fases:

- Inicializao com o PLET-GUA-001, próximo ao FPSO que estiver realizando o Piloto (lâmina d'água 2.141m) ou com o PLET-GUA-002, próximo ao FPSO Cidade de Angra dos Reis (Piloto de Tupi) - lâmina d'água 2.160m;
- Lançamento contínuo através de um dos métodos descritos abaixo;
- Abandono temporário no fundo, junto ao PLET-GUA-002, próximo ao FPSO Cidade de Angra dos Reis (Piloto de Tupi) - lâmina d'água 2.160m, ou junto ao PLET-GUA-001, próximo ao FPSO que estiver realizando o Piloto (lâmina d'água 2.141m).

Já o lançamento do gasoduto Tupi NE-Tupi está dividido nas fases abaixo:

- Inicializao com o PLET-TUP-003, próximo ao FPSO que estiver realizando o Piloto (lâmina d'água 2.115m) ou com o PLET-TUP-002, próximo ao FPSO Cidade de Angra dos Reis (Piloto de Tupi) - lâmina d'água 2.160m;
- Lançamento contínuo e lançamento dos dois *In Line Ts* através de um dos métodos descritos abaixo;
- Abandono com o PLET-TUP-002, próximo ao FPSO Cidade de Angra dos Reis (Piloto de Tupi) - lâmina d'água 2.160m, ou com PLET-TUPI-003, próximo ao que estiver realizando o Piloto (lâmina d'água 2.115 m).

O lançamento do gasoduto Iracema-Tupi NE será realizados nas seguintes etapas:

- Inicialização com o PLET-TUP-004, próximo ao FPSO que estiver realizando o Desenvolvimento de Produção (lâmina d'água 2.200m) ou com o PLET-TUP-003, próximo ao FPSO que estiver realizando o Piloto de Tupi NE - lâmina d'água 2.115m;
- Abandono com o PLET-TUP-003, próximo ao FPSO que estiver realizando o Piloto de Tupi NE - lâmina d'água 2.115m, ou com PLET-TUPI-004, próximo ao que estiver realizando o DP (lâmina d'água 2.200m).

Métodos de Lançamento

Os gasodutos Guará-Tupi, Tupi NE–Tupi, e Iracema-Tupi NE serão instalados através da utilização de embarcações especiais e, dependendo da forma de contratação a ser efetivada, poderá ser através do método "S-Lay" ou "J-Lay". Tais métodos diferem quanto à forma de instalação como descrito abaixo:

A) S-Lay

No método S-Lay a instalação da linha incia-se sobre a embarcação de lançamento em uma posição quase horizontal, criando duas regiões de flexão acentuada, uma na rampa, conhecida por *overbend* e outra junto ao leito marinho, denominada *sagbend*, resultando numa trajetória em um formato similar à letra "S" (**Figura II.2.4-23**). A característica principal deste método é que o duto deve ser sempre mantido sobre tensão para manutenção da forma.

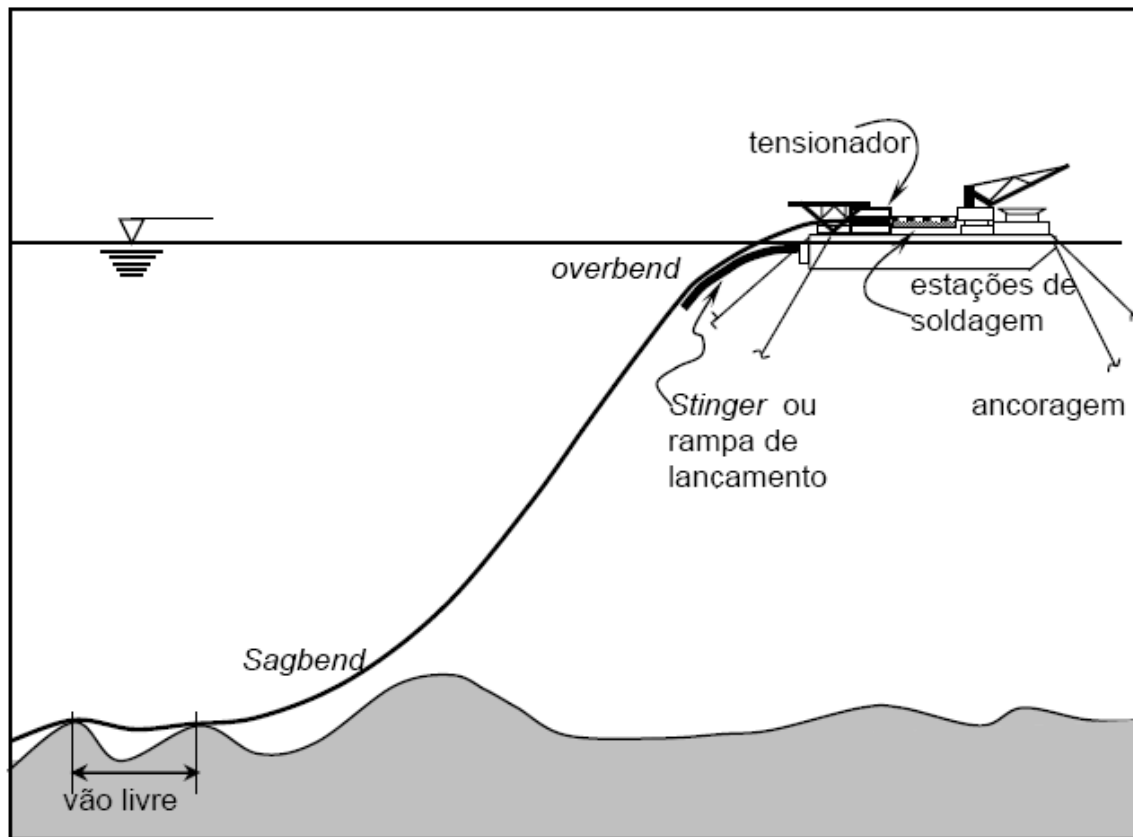


Figura II.2.4-23 - Método “S-Lay” de lançamento de dutos.

Fonte: Tese de Mestrado em Ciências em Eng Civil – UFRJ “Contribuição ao Estudo de Flambagem em Dutos Rígidos Submarinos Conduzindo Fluidos Aquecidos”, André Luiz Lupinacci Massa, 2003.

B) J-Lay

O método *J-Lay* é similar ao método *S-Lay*, sendo a principal diferença a posição quase vertical da rampa de lançamento, não havendo, portanto, a região de *overbend* **Figura II.2.4-24**. Por este motivo, este método foi desenvolvido primordialmente para águas profundas.

O nome *J-lay* vem da geometria de lançamento do duto, ou seja, em forma de “J”, conforme apresentado na **Figura II.2.4-24**.

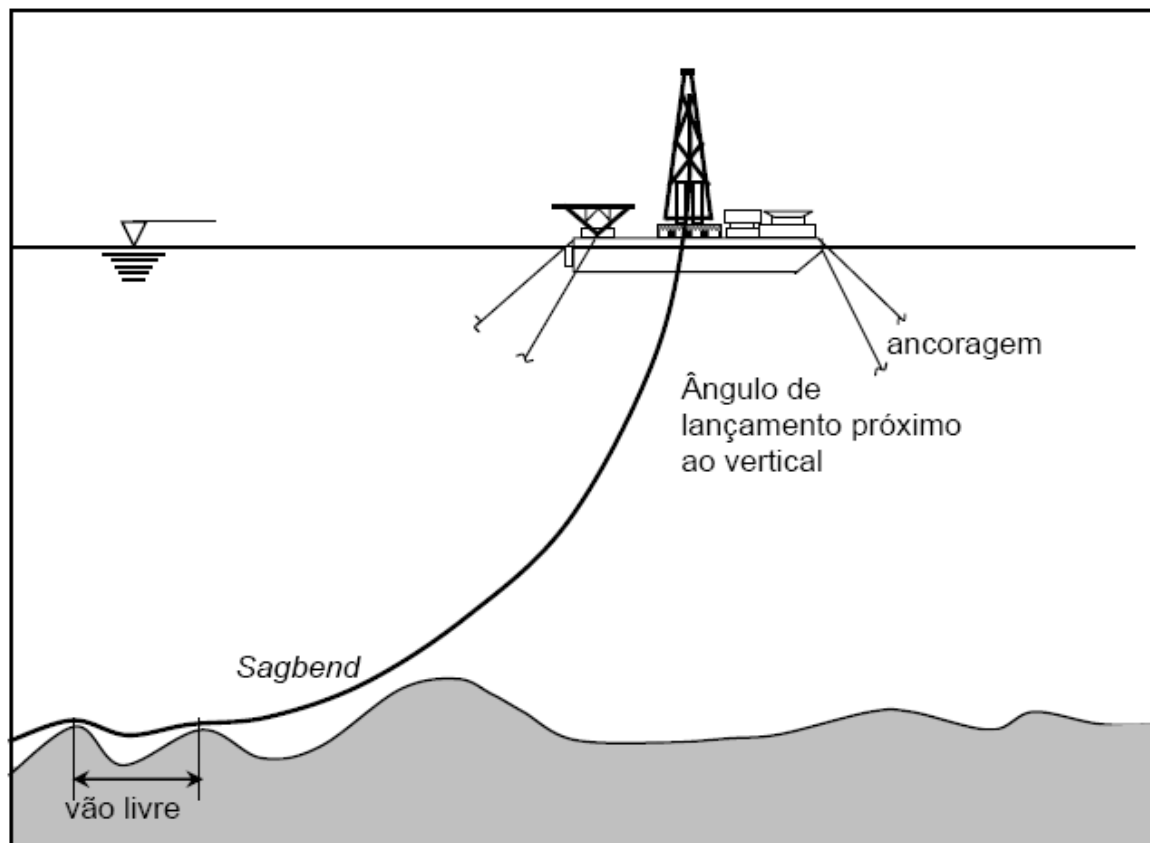


Figura II.2.4-24 - Método "J-Lay" de lançamento de dutos.

Fonte: Tese de Mestrado em Ciências em Eng Civil – UFRJ "Contribuição ao Estudo de Flambagem em Dutos Rígidos Submarinos Conduzindo Fluidos Aquecidos", André Luiz Lupinacci Massa, 2003.

Assim como o método "S-Lay", a característica principal deste método é que o duto deve ser sempre mantido sobre tensão para manutenção da forma.. Na instalação tipo "J-lay" os tubos são soldados na embarcação durante o lançamento. A limitação deste método se resume à existência de apenas 1 (uma) cabine de montagem na linha principal; por esse motivo as embarcações construtoras fazem o lançamento de juntas múltiplas, normalmente entre 4 (quatro) e 6 (seis) juntas.

As embarcações especializadas no lançamento de dutos, são equipadas com sistema de posicionamento dinâmico, além de sistemas de tensionadores lineares especialmente projetados para suportar as cargas induzidas durante o lançamento.

As embarcações para lançamento, o método de lançamento e o sentido de lançamento serão definidos na fase de Projeto Executivo e apresentadas para esta CGPEG/DILIC/IBAMA em estudo complementar para subsidiar a emissão da licença de instalação.

II.2.4.H - Medidas Para Minimizar os Riscos nas Operações de Instalação

São apresentados a seguir procedimentos que visam a minimizar os riscos inerentes às operações de instalação anteriormente descritas.

Reconhecimento e Escolha de Locações e as Medidas Adotadas para a Mitigação do Risco de Instabilidade Geológica

Os procedimentos de reconhecimento e escolha de locações, empregados para o lançamento das estruturas submarinas, como as linhas utilizadas na coleta de óleo e gás, no Pólo Pré-Sal obedecem a diversos critérios.

O primeiro procedimento refere-se à análise do tipo de solo, suas propriedades e características, inclinação (direção e sentido) e relevo, com indicação da ocorrência de variação acentuada de batimetria. Tais informações, além de serem importantes para inferir sobre a estabilidade da região prevista para instalação das estruturas submarinas, influenciam diretamente a definição do traçado das linhas, dos procedimentos e da metodologia a serem empregados na instalação dos equipamentos no leito marinho.

Busca-se, por meio destas avaliações, identificar possíveis obstáculos geomorfológicos ou restrições geológicas ao longo do trajeto das linhas ou em áreas adjacentes à posição de equipamentos submarinos. Havendo obstáculos que ofereçam risco significativo, são avaliadas novas posições para os equipamentos, de modo a minimizar o risco de instabilidade geológica e obter o suporte geotécnico condizente com a implantação das estruturas submarinas a serem instaladas.

Considerando-se as características de estabilidade geológica da área em questão e as características do sistema de produção a ser instalado, pode-se

afirmar que não é necessário adotar medidas mitigadoras específicas para o risco de instabilidade geológica.

Lançamento, Amarração e Ancoragem das Linhas de Escoamento

As atividades de lançamento, amarração e ancoragem das linhas foram descritas em detalhe no **subitem G** deste capítulo. Para minimizar os riscos envolvidos em tais operações será utilizada uma infra-estrutura composta por embarcações especializadas para a realização e apoio a este tipo de atividade, como a própria embarcação de lançamento e barcos de mergulho classificados como DSV (*Diving Support Vessel*), que irão auxiliar nas atividades de lançamento e *pull-in* das linhas.

Cabe destacar que os locais previstos para a realização dos TLDs, Pilotos e Desenvolvimento de Produção aqui descritos se encontram em regiões de relevo predominantemente pouco acidentado. Mais informações sobre o relevo marinho do Pólo Pré-Sal na Bacia de Santos estão apresentadas no subitem de Geologia e Geomorfologia, descrito no item II.5.1 deste Estudo.

Mitigação dos Riscos de Interação das Linhas a serem Lançadas com outras Instalações Existentes na Área

Visando mitigar os riscos de interação das linhas a serem lançadas, antes do início de qualquer instalação de linhas de fluxo de processo será feito um levantamento do trajeto através de ROV (*Remotely Operated Vehicle*), **Figura II.2.4-25**. Tal equipamento é comumente utilizado em operações de interligação, intervenção e monitoramentos submarinos, em profundidades de até 3.000 metros, podendo erguer e transportar cargas de até 5 toneladas.



Figura II.2.4-25 - Foto ilustrativa de veículo de operação remota (ROV) antes de lançamento (à esquerda) e em operação (à direita).

Fonte: www.rov.org.

Além disso, a PETROBRAS mantém um registro atualizado da localização de todas as estruturas (obstáculos) fixas existentes (submersas ou na superfície) na região de realização de suas atividades. Isto é feito através do chamado Sistema de Gerenciamento de Obstáculos (SGO), ferramenta amplamente adotada em suas atividades na Bacia de Campos e estendida para a Bacia de Santos.

Desta forma, qualquer instalação só é feita após consulta a este banco de dados, de maneira a mitigar os riscos de interação das novas estruturas submarinas com outros equipamentos existentes na área. Assim, para a instalação das linhas pertencentes ao sistema submarino dos TLDs, Pilotos e DP objetos deste Estudo, serão consideradas rotas sem interferências, com base no SGO e na inspeção visual (*track survey*) através de ROV, mantendo-se, ainda, um afastamento seguro entre tais estruturas.

Após a instalação, todos os dados referentes a estes equipamentos e linhas, serão imediatamente inseridos no SGO.

II.2.4.1 - Descrição dos Procedimentos Para Realização dos Testes de Estanqueidade das Linhas de Escoamento

Testes de Estanqueidade das Linhas Flexíveis

Testes realizados a bordo do LSV

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

Testes Pneumáticos

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

Teste Final das Linhas

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

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

- a) Verificação da queda da pressão no Registrador instalado no FPSO;
- b) Busca de sinais de vazamento (borbulhamento e jatos de água), principalmente nas conexões, através do percurso do ROV pelo duto, mantendo-se a linha pressurizada;

- c) Na hipótese de localização do vazamento: recolhimento da linha (*pull-out*) pelo LSV e reparação da conexão ou ponto da linha que apresentou o vazamento;
- d) Na hipótese de constatação de queda de pressão e não localização do vazamento: recolhimento do duto (*pull-out*) para inspeção, manutenção e posterior lançamento;
- e) Realização de um novo teste de estanqueidade.

Teste Hidrostático

O teste hidrostático é realizado em 4 (quatro) etapas (Pressurização, Estabilização, Manutenção de Pressão e Despressurização), onde o controle de pressão é feito continuamente na plataforma, por meio de equipamentos denominados Cartas Registradoras de Pressão.

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

Etapa 1 - Pressurização

A linha será pressurizada de acordo com as seguintes condições:

- A taxa de pressurização para o teste hidrostático não poderá ultrapassar 18 MPa/h (2610 psi/h);
- A pressão de teste hidrostático (PTH) deverá ser igual a 1,50 x PMP (Pressão Máxima de Projeto) para tubos flexíveis novos e 1,10 x PMP para tubos flexíveis usados;

Etapa 2 - Estabilização

O tempo de estabilização da pressão para teste hidrostático é de aproximadamente 1 (uma) hora.

Etapa 3 - Manutenção da pressão

O tempo de manutenção da pressão para teste hidrostático é de, no mínimo, 4 (quatro) horas.

Etapa 4 - Despressurização

A taxa de despressurização terá um limite de no máximo 108 MPa/h (15.664 psi/h).

Comissionamento

Após a conclusão satisfatória dos testes, e confirmada a estanqueidade das linhas, é necessário realizar o seu condicionamento. Este processo consiste da secagem e inertização dos dutos e é feito através da passagem de *pigs* com um “colchão” de MEG (monoetileno glicol), acompanhado de um *pig* empurrado por nitrogênio.

Testes de Estanqueidade das Linhas Rígidas

O teste hidrostático das linhas rígidas (gasodutos Guará-Tupi, Tupi NE-Tupi e Iracema-Tupi NE) será realizado para verificar a integridade estrutural do duto e consiste na pressurização deste a uma pressão 25% superior à pressão de projeto. Para realização do teste hidrostático utiliza-se uma solução de água do mar adicionada a um corante orgânico a base de fluoresceína a 20% (Fluorene R2), em uma concentração de 40 ppm, que tem como objetivo detectar possíveis vazamentos ou falhas ocorridas durante a instalação/conexão do duto.

O volume total de água salina (adicionada com corante) utilizada para o teste hidrostático está estimado em 8.000 m³ para o gasoduto Guará-Tupi, 5.000 m³ para o Tupi NE-Tupi e 4.000 m³ para o Iracema-Tupi NE. O teste hidrostático será executado por um período mínimo de 24 horas após a estabilização da pressão de teste e registrado graficamente para documentação de sua execução.

A ocorrência de vazamento em duto ou em solda é bastante improvável devido às dimensões do duto, aos testes de produção e aos ensaios não-

destrutivos (Partículas Magnéticas, Raio-X, Ultra-som) realizados e aprovados durante a sua fabricação, o que elimina defeitos passantes e defeitos lineares. Mesmo que remota, caso ocorra a ruptura no duto ou na solda durante o teste hidrostático, a queda de pressão será abrupta (diferente de vazamentos em flanges em que a queda é lenta). Neste caso, a constatação do vazamento pode ser feita visualmente, através do ROV, facilitado pelo uso da fluoresceína.

II.2.4.J - Descrição das Embarcações a Serem Utilizadas nas Operações de Instalação (exceto barcos de apoio)

Durante a realização dos Testes de Longa Duração, dos Pilotos e do Desenvolvimento de Produção no Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos está prevista, somente, a utilização de embarcações (LSV, DSV, AHTS e RSV) contempladas pelos Projetos Ambientais Continuados da PETROBRAS (Processo 02022.008099/02), cujas características já são de conhecimento da CGPEG/DILIC/IBAMA.

Cabe ressaltar, contudo, que caso seja necessária a utilização de alguma outra embarcação, que não faça parte dos Projetos Ambientais Continuados, a PETROBRAS encaminhará, a esta CGPEG, a devida documentação com vistas à obtenção de anuência para a sua utilização no âmbito das atividades de instalação aqui descritas.

II.2.4.K - Caracterização Química, Físico-Química e Toxicológica das Substâncias Passíveis de Descarga

Água Produzida

Testes de Longa Duração (TLDs)

Conforme mencionado anteriormente, não é esperada a produção de água durante a realização dos TLDs.

Pilotos e Desenvolvimento da Produção

No caso dos Pilotos de Produção de Guará e Tupi Nordeste e do DP de Iracema, a geração de água produzida é prevista. No entanto, a caracterização química, físico-química e toxicológica desse efluente só poderá ser apresentada à CGPEG/DILIC/IBAMA após o início de produção do mesmo pelas respectivas plataformas.

Como não haverá o descarte direto dos aditivos químicos utilizados no processo de produção, e sim do efluente água produzida, a análise ecotoxicológica deste efluente contemplará, portanto, o eventual efeito sinérgico entre os diversos produtos.

O Piloto de Guará começará a produzir água em 2012 com previsão de quase 0,10 m³/dia, alcançando uma vazão de aproximadamente 8.415,50 m³/dia em dezembro de 2035; enquanto o Piloto de Tupi NE começará a produzir água em 2013 com previsão de no entorno de 7,44 m³/dia, alcançando uma vazão de 14.635,91 m³/dia em 2035. Já o Desenvolvimento de Produção de Iracema, começará a produzir água em 2015, com previsão de aproximadamente 7,00 m³/dia, alcançando uma vazão de aproximadamente 15.610,00 m³/dia em 2035 (**Tabela II.2.1-18**, **Tabela II.2.1-19** e **Tabela II.2.1-20**).

A caracterização química e físico-química da água produzida a ser gerada pelos Pilotos e Desenvolvimento de Produção, assim como os testes de toxicidade agudo e crônico com os organismos *Mysidopsis juniae* e *Lytechinus variegatus*, será realizada assim que este efluente atingir uma vazão suficiente para sua coleta e análise, no âmbito do atendimento à CONAMA Nº 393/2007, e posteriormente enviada a esta CGPEG/DILIC/IBAMA.

Apesar dos projetos dos Pilotos e Desenvolvimento de Produção ainda não estarem em operação, foi realizada uma modelagem de descarte de água produzida (apresentada no **Anexo II.6-1**) com características representativas do efluente para os 3 (três) projetos.

As simulações foram realizadas com duração de 24 horas, utilizando a vazão de 18.000 m³/dia e 2 (dois) critérios ambientais: Resolução CONAMA Nº 357/05 e Concentração de Efeito Não Observado (CENO).

Óleo Produzido

Conforme mencionado anteriormente, dentre os TLDs objetos deste Estudo, apenas o poço da Área de Guará Norte (BM-S-9) foi perfurado. Desta forma, a caracterização química, físico-química do óleo produzido na Área de Guará Norte é apresentada na **Tabela II.2.4-32**, de forma representativa para as áreas objeto deste estudo. Em relação ao teste toxicológico, ainda não foi possível a realização deste, no óleo dos poços que serão testados nos TLDs incluídos neste estudo, a PETROBRAS compromete-se a realizá-lo tão logo estes iniciem a produção.

Desta forma, informamos que as caracterizações dos óleos de cada área serão apresentadas a esta CGPEG/DILIC/IBAMA em estudo complementar.

A composição do óleo de Guará Norte está apresentada na **Tabela II.2.4-32**

Tabela II.2.4-32 - Caracterização do óleo de Guará Norte.

Componentes	Óleo morto	Gás do flash	Fluido do Reservatório
CO ₂	0.00	17.04	13.24
N ₂	0.00	0.61	0.47
C ₁	0.00	61.57	47.85
C ₂	0.00	8.73	6.78
C ₃	0.38	6.47	5.12
IC ₄	0.24	1.11	0.91
NC ₄	0.81	2.34	2.00
IC ₅	0.73	0.60	0.63
NC ₅	1.46	0.84	0.98
C ₆	3.59	0.42	1.13
C ₇	6.63	0.08	1.54
C ₈	8.88	0.15	2.10
C ₉	7.53	0.04	1.71
C ₁₀	6.80	0.00	1.51
C ₁₁	5.37	0.00	1.20
C ₁₂	4.91	0.00	1.09
C ₁₃	4.19	0.00	0.93
C ₁₄	3.57	0.00	0.79
C ₁₅	3.02	0.00	0.67
C ₁₆	2.58	0.00	0.57
C ₁₇	2.23	0.00	0.50
C ₁₈	1.96	0.00	0.44
C ₁₉	1.75	0.00	0.39
C ₂₀₊	33.38	0.00	7.44
Densidade do gás		0.9224	
Massa Mol. Total	258.6	26.71	78.4
Massa Mol. C ₂₀₊		487	
Densidade C ₂₀₊		0.9477	
Temperatura		40°C	
RGO do flash		281.71 m ³ std/m ³ std	
API	28.93		
Teor de H ₂ S no gás	< 0.5 ppmv		

Fonte: CENPES – Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello.

Efluentes das Plantas de Dessulfatação

Como não há injeção de água nas atividades de Testes de Longa Duração (TLDs), os efluentes das Plantas de Dessulfatação são aplicáveis somente para os projetos Pilotos e Desenvolvimento de Produção.

Conforme já foi mencionado na descrição do sistema de separação e tratamento de água de injeção do FPSO Genérico, cerca de 37,5% do total de volume d'água enviado para o processo de dessulfatação é descartado para o mar em linha independente no costado da unidade de produção.

O rejeito é basicamente constituído de água do mar concentrada de íons bivalentes, comuns à água do mar natural (**Tabela II.2.4-33**), acrescido do inibidor de incrustação, do seqüestrante de cloro e do biocida.

Tabela II.2.4-33 - Comparação entre a água do mar e a água dessulfatada da SRU do FPSO Brasil.

Elementos	Água do Mar	Rejeito
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

Considerando que a unidade ainda não está em funcionamento, foi utilizado de forma comparativa para esta avaliação e para elaboração da modelagem de

dispersão do efluente da planta de injeção, o efluente proveniente de um equipamento similar instalado no FPSO Brasil.

A capacidade da planta de tratamento de água de injeção do FPSO Genérico será de no entorno de 16.000 m³/dia, produzindo uma vazão de 6.000 m³/d de efluente a ser descartado.

A **Tabela II.2.4-34** apresenta as informações utilizadas para a simulação numérica do descarte. Ressalta-se que a vazão total considerada para fins de modelagem (6.000 m³/d) está diretamente relacionada ao funcionamento da SRU, onde o volume descartado corresponde a 37,5% da capacidade de tratamento (16.000 m³/dia).

Tabela II.2.4-34 - Parâmetros utilizados para a elaboração da modelagem de descarte do efluente da Unidade de Remoção de Sulfatos (SRU) do FPSO Genérico.

CARACTERÍSTICAS DO DESCARTE		
Coordenadas do FPSO Genérico*	Piloto de Guará (BM-S-9)	DP de Iracema (BM-S-11)
	25° 49' 00,54"S	24° 10' 40,13"S
	43° 16' 34,92"W	42° 53' 04,10"W
Lâmina d'água (m)	2.141	2.337
Diâmetro da tubulação de descarte (polegadas)**	16	
Orientação da tubulação de descarte**	Horizontal	
Altura do ponto de descarte**	5 m acima da superfície da água	
Vazão total do efluente (m ³ /dia)	6.000	
Densidade (kg/m ³)	1.028	

*Datum: SAD 69

**Como a SRU dessas atividades ainda não entrou em operação, foram adotados os mesmos parâmetros utilizados na modelagem do efluente da unidade de dessulfatação da Área de Tupi.

Fonte: PETROBRAS

A modelagem de descarte de efluentes da Unidade de Remoção de Sulfatos (SRU), por ocasião da adição do biocida, pode ser consultada no **Anexo II.6-1** deste estudo, e as fichas de segurança (FISPQs) e os testes de toxicidade dos produtos químicos a serem utilizados estão apresentados, respectivamente, no **Anexo II.2.4-2** e no **Anexo II.2.4-3**.

Aditivos Químicos

Testes de Longa Duração (TLDs)

Os aditivos químicos são produtos utilizados na unidade e nas linhas do sistema de coleta e elevação. Suas FISPQs são apresentadas no **Anexo II.2.4-2**.

- Inibidor de hidrato – Etanol;
- Antiespumante - DC2-9162 ou Rhodorsil 60D3 ou Polan PJJSol;
- Inibidor de incrustação - Polan REP 10 EMO;
- Desemulsificante - Dissolvan 974 ou Servo CC3737 ou Emulsotron X8040;
- Polieletrólito - Dismulgan V 3377;
- Inibidor de Parafina – PAO3045 ou EC6588A ou FM192;
- Sequestrante de H₂S – HSO-600 ou HSW-17322 (o produto é o mesmo, mas o nome é diferente porque a produção agora é nacional);
- Inibidor de Asfaltenos: PAO3042 ou LA3283B;
- Biocida/Bioestático: Biotreat 4617/Biotreat 4906 ou XC-17303/WCW 4180.

Pilotos e Desenvolvimento de Produção

Aditivos Químicos da Unidade de Remoção de Sulfatos (SRU)

Os aditivos químicos a serem utilizados na Unidade de Remoção de Sulfatos (SRU) serão o inibidor de incrustação (*Vitec 3000 ou ScaleTreat 890C ou Hypersperse MDC150 ou PC191*), o sequestrante de cloro (*Antichlor ou Sequest SC40 ou Cortrol IS3020 ou BDE6038*) e o biocida (*RoCide DB-20 ou Biocontrol RO ou Biomate MBC2881 ou PC11*), cujas FISPQS estão apresentadas no **Anexo II.2.4-2**. Ressalta-se que o produto *RoCide DB-20* será utilizado somente nas operações de manutenção, sendo descartado durante 1 (uma) hora apenas 1 (uma) vez por semana.

Tabela II.2.4-35 - Composição dos produtos químicos utilizados na SRU do FPSO Brasil.

Produto Químico	Função	Concentração (ppm)
Vitec 3000	Inibidor de incrustação	3
Antichlor	Seqüestrante de cloro	15
RoCide DB-20	Biocida	100

No teste de toxicidade do efluente, cujo valor mais restritivo refere-se à Concentração de Efeito Não Observado (CENO), o limiar de concentração letal de 50% dos organismos (CL50) é de 1,56% da concentração inicial referente ao cenário do efluente com biocida. A lista completa dos limiares estudados é apresentada na **Tabela II.2.4-36**.

Tabela II.2.4-36 - Limiares de toxicidade considerados para o efluente da Unidade de Remoção de Sulfatos (SRU) nos cenários COM e SEM biocida. Os valores referem-se ao percentual da concentração inicial.

LIMIAR	Efluente COM biocida	Efluente SEM biocida
CL50	1.56%	12.50%
CEO	3.12%	25.00%
CENO	4.22%	46.08%

Legenda: CL50 - Concentração Letal a 50% dos organismos; CEO - Concentração de Efeito Observado; CENO - Concentração de Efeito Na-Observado.

Aditivos Químicos do Teste Hidrostático

Para realização do teste hidrostático é utilizado uma solução de água do mar e um corante orgânico a base fluoresceína a 20% (Fluorene R2) em uma concentração de 40 ppm, que tem como objetivo 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, sendo 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 toxicidade desse produto, (apresentados no **Anexo II.2.4-3**), demonstraram que o mesmo não apresentou toxicidade para a maioria dos testes agudos realizados com diversos organismos (microcrustáceos *Artemia* sp e *Daphnia similis*, bactéria *Vibrio fischeri*, peixes *Poecilia vivipara* e *Brachydanio rerio*), quando testado até a concentração de 1000 ppm, exceto para o misidáceo *Mysidopsis juniae*, cuja CL50 96h foi de 705,08 ppm. No teste crônico com embriões do ouriço *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 *Mysidopsis juniae* e *Lytechinus variegatus*, foi gerado 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, pode se dizer que 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.

Aditivos Químicos da Produção

Os aditivos químicos são produtos utilizados nas plantas de processo das unidades marítimas e nas linhas do sistema de coleta e elevação, sendo as respectivas FISPQs apresentadas no **Anexo II.2.4-2**. Ressalta-se que estes produtos, listados a seguir, não serão descartados diretamente ao mar.

- Inibidor de Hidrato - Etanol;
- Silicone (Anti-Espumante) - DC2-9162, DC2-9145, Polan P JJ Sol;
- Antiincrustante - Polan Coridos 93 P10 DO;
- Desemulsificante - Dissolvan 974, Dissolvan 040, Dissolvan 948, BD-009;
- Polieletrólito - Dismulgan V 3377, Bozefloc 635, EC-1353 A;
- Inibidor de Parafina - COMESP 2528S, P 124, REPA 61 VOP;
- Sequestrante de H₂S - BD-008-05, Highsorb AL 50, Fongarsorb.T50.

II.2.4.L - Caracterização Química e Físico-química da Água Produzida

Conforme informado anteriormente no subitem K.1, não está prevista a geração de água produzida durante a realização dos Testes de Longa Duração (TLD) em caso dos Pilotos e do Desenvolvimento de Produção, a caracterização química e físico-química deste efluente será feita tão logo ele atinja uma vazão suficiente para sua coleta e análise, e posteriormente encaminhada à CGPEG/DILIC/IBAMA.

II.2.4.M - Laudos Técnicos das Análises

Os laudos das análises cujos resultados foram apresentados no item K desta seção encontram-se apresentados no **Anexo II.2.4-3**. Entretanto, os laudos dos efluentes que somente serão gerados após o início das atividades, como água e óleo produzidos, serão apresentados posteriormente à referida CGPEG/DILIC/IBAMA, tendo em vista a obtenção da Licença de Operação (LO).

Como descrito no subitem II.2.4.K, não haverá descarte de aditivos químicos ao mar, e, segundo o Termo de Referência 025/09 item K da seção II.2.4, a realização de testes toxicológicos é necessária apenas para produtos passíveis de descarga durante as etapas de instalação e produção. Portanto, não serão realizados testes toxicológicos para tais produtos.

II.2.4.N - Emissões Decorrentes da Operação das Unidades

FPSO BW Cidade de São Vicente

As estimativas qualitativas e quantitativas para as emissões atmosféricas, efluentes sanitários, bem como para os resíduos a serem gerados pela UEP FPSO BW Cidade de São Vicente durante a sua atuação nos referidos TLDs objetos deste Estudo, são caracterizados a seguir.

Emissões atmosféricas

As principais emissões atmosféricas, em operação normal, serão oriundas da queima de gás na Tocha. Tais emissões serão inventariadas através do Sistema Informatizado da PETROBRAS denominado Sistema de Gestão Atmosféricas (SIGEA).

Foram identificados 2 (dois) cenários distintos de emissão atmosférica:

- Cenário I: refere-se à fase de instalação e à fase inicial de operação, momentos em que a caldeira a diesel estará em funcionamento e o sistema ainda não terá atingido a estabilização de produção;
- Cenário II: refere-se à fase estável de produção, quando a caldeira passará a consumir o gás produzido.

Os principais poluentes atmosféricos emitidos pelo *flare* e pela caldeira do FPSO BW Cidade de São Vicente serão os óxidos de nitrogênio (NOx) e de enxofre (SOx), monóxido de carbono (CO), metano (CH₄), dióxido de carbono (CO₂), material particulado (MP), e hidrocarbonetos totais de petróleo (TPH). Os valores horários das emissões podem ser vistos na **Tabela II.2.4-37**, apresentada a seguir:

Tabela II.2.4-37 - Principais poluentes atmosféricos previstos a serem emitidos pelo FPSO BW Cidade de São Vicente

Fonte de Emissão	Cenário em operação	Unidade	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	MP	HCNM	HCT
Flare	II	Kg/ h	52.790,00	765,40	2,00	37,05	214,90	38,10	469,50	1.235,00
Caldeira Gás 1	II	Kg/ h	3.571,00	0,05	0,05	4,33	1,90	0,17	0,20	0,25
Caldeira Gás 2	II	Kg/ h	3.571,00	0,05	0,05	4,33	1,90	0,17	0,20	0,25
Caldeira Diesel 1	I, II	Kg/ h	395,70	0,00	0,00	0,35	0,07	0,03	0,00	0,00
Caldeira Diesel 2	I, II	Kg/ h	395,70	0,00	0,00	0,35	0,07	0,03	0,00	0,00
Motor Auxiliar Diesel 1	I, II	Kg/ h	579,00	0,01	0,01	10,33	2,37	0,30	0,29	0,30
Motor Auxiliar Diesel 2	I, II	Kg/ h	579,00	0,01	0,01	10,33	2,37	0,30	0,29	0,30
Motor Auxiliar Diesel 3	I, II	Kg/ h	579,00	0,01	0,01	10,33	2,37	0,30	0,29	0,30

Fonte: Sistema de Gestão Atmosféricas (SIGEA) da PETROBRAS

Os sistemas que gerarão emissões atmosféricas serão a Tocha (*Flare*) e as caldeiras, que estão detalhados no subitem B - Descrição do FPSO Cidade de São Vicente - Sistema de Tocha e *Vent* e Sistema de geração de energia, desta seção.

Efluentes

Durante os TLDs serão gerados e descartados, somente, efluentes sanitários e a água salgada utilizada no resfriamento de equipamentos. Como não está prevista a geração de água de produção durante a realização destas atividades no Pólo Pré-Sal, não ocorrerá o descarte de água produzida.

Conforme informado no subitem C deste documento, o sistema sanitário do FPSO BW Cidade de São Vicente coletará as águas oriundas de vasos sanitários e dos banheiros, lavanderias e cozinha. Seu volume é variável em função do número de pessoas a bordo da plataforma, estimado em média de 80 pessoas. Considerando um uso médio de 150 litros diários por pessoa, o volume gerado poderá chegar a 12 m³/d. O sistema é composto por duas unidades de tratamento do tipo *Hamworthy Super Trident ST4A*, cada uma com capacidade para tratamento de 6,1 m³/d de efluente sanitário.

Restos Alimentares

Os restos alimentares produzidos no FPSO BW Cidade de São Vicente serão recolhidos e encaminhados para o sistema de trituração, sendo reduzidos a tamanho inferior a 25 mm, conforme as especificações determinadas na Convenção MARPOL, antes de descartados ao mar. A estimativa da quantidade de restos alimentares para 80 pessoas é de 32 kg/d. O triturador de alimentos do FPSO BW Cidade de São Vicente é da marca IMC (England), modelo 726 e possui capacidade de processar 400 kg/h.

Água de Resfriamento

A captação da água salgada do oceano para uso no resfriamento dos equipamentos da planta de processo (motores, equipamentos elétricos, ar condicionado, sistemas de utilidades e produtos) será feita por duas bombas (com capacidade individual de 1.200 m³/h), totalizando uma vazão de 2.400 m³/h.

Desta forma, a vazão de descarte da água de resfriamento poderá ser, no máximo, equivalente a este volume de captação. Cabe ressaltar que essa água percorrerá circuito fechado na unidade, não havendo possibilidade de contaminação com qualquer tipo de produto, apenas de elevação de sua temperatura. Para descarte, todo o sistema foi dimensionado de forma que a temperatura não seja superior a 40°C, conforme preconizado na Resolução CONAMA N° 397/08.

FPSO Dynamic Producer

Apresentam-se, a seguir, as estimativas qualitativas e quantitativas para as emissões atmosféricas e efluentes a serem gerados pela UEP *FPSO Dynamic Producer*, durante a sua atuação nos TLDs do Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Emissões atmosféricas

As principais emissões atmosféricas, em operação normal, serão oriundas da queima de gás no *flare*. Conforme prática da PETROBRAS, tais emissões serão inventariadas através do Sistema Informatizado da empresa denominado Sistema de Gestão de Emissões Atmosféricas (SIGEA).

Foram identificados 2 (dois) cenários distintos de emissão atmosférica:

- Cenário I: refere-se às fases de instalação e inicial de operação, momentos em que os turbogeradores a diesel estarão em funcionamento, e o sistema ainda não terá atingido a estabilização de produção;
- Cenário II: refere-se à fase estável de produção, quando os turbogeradores passarão a consumir o gás produzido pela plataforma.

Os principais poluentes atmosféricos emitidos pelo *flare* e pelos geradores do *FPSO Dynamic Producer* serão os óxidos de nitrogênio (NOx) e de enxofre (SOx), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), material particulado (MP), e hidrocarbonetos totais de petróleo (THP). Os valores horários das emissões podem ser vistos na **Tabela II.2.4-38**, apresentada a seguir:

Tabela II.2.4-38 - Principais poluentes atmosféricos previstos a serem emitidos pelo FPSO Dynamic Producer

Fonte de Emissão	Cenário em operação	Unidade	CO2	CH4	N2O	NOx	CO	MP	HCNM	HCT
Flare	I, II	Kg/ h	52.790,00	765,40	2,00	37,05	214,90	38,10	469,50	1.235,00
Motor Diesel (sistema DP) 1	I	Kg/ h	2.968,00	0,05	0,07	52,96	12,13	1,55	1,50	1,55
Motor Diesel (sistema DP) 2	I	Kg/ h	2.968,00	0,05	0,07	52,96	12,13	1,55	1,50	1,55
Motor Diesel (planta) 1	I	Kg/ h	2.968,00	0,05	0,07	52,96	12,13	1,55	1,50	1,55
Motor Diesel (planta) 2	I	Kg/ h	2.968,00	0,05	0,07	52,96	12,13	1,55	1,50	1,55
Turbogeradores gás (sistema DP) 1	II	Kg/ h	2.794,00	0,16	0,06	6,13	1,57	0,13	0,04	0,21
Turbogeradores gás (sistema DP) 2	II	Kg/ h	2.794,00	0,16	0,06	6,13	1,57	0,13	0,04	0,21
Turbogeradores gás (planta) 1	II	Kg/ h	2.794,00	0,16	0,06	6,13	1,57	0,13	0,04	0,21
Turbogeradores gás (planta) 2	II	Kg/ h	2.794,00	0,16	0,06	6,13	1,57	0,13	0,04	0,21
Turbogeradores diesel (sistema DP) 1	II	Kg/ h	461,70	-	-	2,13	0,01	0,03	0,00	0,00
Turbogeradores diesel (sistema DP) 2	II	Kg/ h	461,70	-	-	2,13	0,01	0,03	0,00	0,00
Turbogeradores diesel (planta) 1	II	Kg/ h	461,70	-	-	2,13	0,01	0,03	0,00	0,00
Turbogeradores diesel (planta) 2	II	Kg/ h	461,70	-	-	2,13	0,01	0,03	0,00	0,00
Caldeira Gás 1	I, II	Kg/ h	2,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Caldeira Gás 2	I, II	Kg/ h	2,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Caldeira Diesel 1	I, II	Kg/ h	2.780,00	0,02	0,03	2,07	0,52	0,21	0,04	0,06
Caldeira Diesel 2	I, II	Kg/ h	2.780,00	0,02	0,03	2,07	0,52	0,21	0,04	0,06

Fonte: Sistema de Gestão Atmosféricas (SIGEA) da PETROBRAS

Os sistemas que gerarão emissões atmosféricas no FPSO *Dynamic Producer* serão o *Flare*, os Geradores a diesel e os Turbogeneradores, que estão detalhados no subitem B - Descrição do FPSO *Dynamic Producer* - Sistema de Tocha e *Vent* e Sistema de geração de energia, desta seção.

Efluentes

Conforme dito anteriormente, os únicos efluentes líquidos gerados pelo FPSO *Dynamic Producer* durante os TLDs serão os efluentes sanitários e a água salgada utilizada no resfriamento de equipamentos. Como não está prevista a geração de água de produção durante os TLDs no Pólo Pré-Sal, não haverá o descarte de água produzida.

O sistema sanitário do FPSO *Dynamic Producer* coletará as águas oriundas de vasos sanitários e dos banheiros, lavanderias e cozinha. Seu volume é variável em função do número de pessoas a bordo da plataforma, estimado em 106 pessoas. Considerando o uso médio de 150 litros diários por pessoa, o volume gerado poderá chegar a 16 m³/d. O sistema é composto por 3 (três) unidades de tratamento do tipo *Hamworthy Super Trident ST4A*, com capacidade total de tratamento de 18,3 m³/d de efluente sanitário.

Restos Alimentares

Os restos alimentares produzidos no FPSO *Dynamic Producer* serão recolhidos e encaminhados para o sistema de trituração, sendo reduzidos a tamanho inferior a 25 mm conforme as especificações determinadas na Convenção MARPOL, sendo posteriormente descartadas ao mar. A estimativa da quantidade de restos alimentares para 106 pessoas é de 42 kg/d. O triturador de alimentos do FPSO *Dynamic Producer* é da marca IMC (*England*), modelo 726 e possui capacidade de processamento de 400 kg/h.

Água de Resfriamento

A captação da água salgada do oceano para uso no resfriamento dos equipamentos da planta de processo (motores, equipamentos elétricos, ar

condicionado, sistemas de utilidades e produtos) é feita por duas bombas (com capacidade individual de 1.500 m³/h), totalizando uma vazão de 3.000 m³/h.

Desta forma, a vazão de descarte desta água poderá ser, no máximo, equivalente a este volume de captação. Ressalta-se que essa água percorrerá circuito fechado na unidade, não havendo possibilidade de contaminação com qualquer tipo de produto, apenas de elevação de sua temperatura. Para descarte, todo o sistema foi dimensionado de forma que a temperatura não seja superior a 40°C.

FPSOs para Realização dos Pilotos e do Desenvolvimento de Produção

As estimativas qualitativas e quantitativas para as emissões atmosféricas, efluentes sanitários, bem como para os resíduos a serem gerados durante as atividades dos Pilotos e do Desenvolvimento de Produção do Pólo Pré-Sal objetos deste Estudo pelo FPSO Genérico, estão caracterizados a seguir, conforme base nos dados do FPSO Cidade de Angra dos Reis apresentados para o estudo do Piloto de Tupi (BM-S-11).

Emissões atmosféricas

As principais emissões atmosféricas, em operação normal, são oriundas dos equipamentos responsáveis pela geração de energia para o FPSO. As emissões atmosféricas serão inventariadas através do Sistema Informatizado da PETROBRAS denominado Sistema de Gestão Atmosféricas (SIGEA).

Foram identificados 2 (dois) cenários distintos de emissão atmosférica:

- Cenário I: refere-se à fase de instalação e à fase inicial de operação, quando o sistema ainda não tiver atingido a estabilização de produção, e os turbo geradores e a caldeira a diesel estiverem em funcionamento;
- Cenário II: refere-se à fase estável de produção, quando estes equipamentos passarem a consumir o gás produzido.

Os principais poluentes atmosféricos emitidos pelos turbo geradores e a caldeira do FPSO Genérico são os óxidos de nitrogênio (NO_x) e de enxofre (SO_x), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), material particulado (MP), e hidrocarbonetos totais de petróleo (THP). Os valores horários das emissões podem ser vistos na **Tabela II.2.4-39**, a seguir.

Tabela II.2.4-39 - Principais poluentes atmosféricos previstos a serem emitidos pelo FPSO Genérico.

Fonte de Emissão	Combustível	Cenário de emissões	Emissões - kg/h						
			NO _x	CO	CH ₄	SO _x	MP	HCT	CO ₂
Flare	Gás	II	0,21	1,19	5,19	---	0,28	6,84	341,30
Turbo Gerador Principal 1	Gás	II	40,15	10,30	1,07	---	0,83	1,34	15970,00
	Diesel Marítimo	I	99,40	0,37	---	45,73	1,35	0,05	20900,00
Turbo Gerador Principal 2	Gás	II	40,15	10,30	1,07	---	0,83	1,34	15970,00
	Diesel Marítimo	I	99,40	0,37	---	45,73	1,35	0,05	20900,00
Turbo Gerador Principal 3	Gás	II	40,15	10,30	1,07	---	0,83	1,34	15970,00
	Diesel Marítimo	I	99,40	0,37	---	45,73	1,35	0,05	20900,00
Gerador Auxiliar 1	Diesel Marítimo	*	2,85	0,01	---	1,31	0,04	0,001	597,70
Gerador Auxiliar 2	Diesel Marítimo	*	2,85	0,01	---	1,31	0,04	0,001	597,70
Gerador de Emergência	Diesel Marítimo	*	1,90	0,01	---	0,87	0,03	0,001	398,50
Caldeira Principal	Gás	II	9,34	3,88	0,11	---	0,35	0,51	7796,00
	Diesel Marítimo	I	10,55	2,19	0,02	21,57	0,87	0,11	9831,00
Caldeira de Emergência	Diesel Marítimo	*	20,37	4,23	0,04	41,66	1,69	0,21	18990,00

* Utilizado somente em situação de emergência.

Fonte: Sistema de Gerenciamento de Emissões Atmosféricas - (SIGEA) - PETROBRAS

Efluentes

O sistema sanitário do FPSO Genérico coleta as águas oriundas de vasos sanitários e dos banheiros, lavanderias e cozinha. Seu volume é variável em função do número de pessoas a bordo da plataforma, estimado em média de 100 pessoas. Considerando o uso médio de 150 litros diários por pessoa, o volume gerado pode chegar a 15,0 m³/d. O sistema é composto por unidades de tratamento do tipo *Hamworthy Super Trident* ST10, cada uma com capacidade para tratamento de 15,81 m³/d de efluente sanitário.

Restos Alimentares

Os restos alimentares produzidos no FPSO Genérico são recolhidos e encaminhados para o sistema de trituração, sendo reduzidos a tamanho inferior a 25 mm, conforme as especificações determinadas na Convenção MARPOL, sendo posteriormente descartadas ao mar. A estimativa da quantidade de restos alimentares para 100 pessoas é de 40 kg/d.

Água de Resfriamento

Para o resfriamento dos equipamentos da planta de processo (motores, equipamentos elétricos, ar condicionado, sistemas de utilidades e produtos) presente no FPSO Genérico utiliza-se a captação da água salgada do oceano.

Desta forma, a vazão de descarte desta água poderá ser no máximo equivalente ao volume de captação. Ressalta-se que essa água percorrerá circuito fechado na unidade, não havendo possibilidade de contaminação com qualquer tipo de produto, apenas a elevação de sua temperatura. Para descarte, todo o sistema foi dimensionado de forma que a temperatura não seja superior a 40°C.

II.2.4.O - Perspectivas e Planos de Expansão da Produção

Conforme já foi dito anteriormente (item II.2.1-A), a implantação dos Projetos Integrados de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural no Pólo Pré-Sal, Bacia de Santos, objeto deste Estudo, tem como objetivo testar a capacidade de produção dos poços lá existentes através dos Testes de Longa Duração (TLDs) e avaliar o comportamento da produção e da injeção de água e gás por meio dos Pilotos de Produção.

Além disso, tais projetos irão ajudar nos estudos de desenvolvimento da tecnologia de produção das acumulações do Pré-Sal da Bacia de Santos. Dessa forma, procura-se maximizar as informações sobre os reservatórios existentes na área, reduzindo as incertezas de seu desenvolvimento definitivo.

De acordo com as previsões de produção de óleo e gás provenientes dos Projetos Integrados do Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos, os TLDs, cada Piloto e o Desenvolvimento de Produção objetos deste Estudo podem representar, respectivamente, no em torno de 10,40% (210.000 bpd), 5,94% (120.000 bpd) e 6,19% (125.000 bpd) de todo o petróleo produzido no Brasil, segundo a produção de maio de 2010 das principais Unidades de Negócios de E&P da PETROBRAS no país. A contabilização desses dados pode ser consultada nos subitens II.2.1.E e II.2.4.D.

Desta forma, as informações obtidas a partir dos TLDs e Pilotos aqui descritos serão fundamentais para a implantação do sistema definitivo de produção de óleo e gás na Área do Pré-Sal da Bacia de Santos, contribuindo para um expressivo aumento da produção de óleo no Brasil.

Vale ressaltar que serão realizados estudos adicionais ao longo do Projeto Conceitual do Desenvolvimento de Produção de Iracema, e caso sejam necessárias alterações no projeto, estas serão apresentadas a esta CGPEG/DILIC/IBAMA.

II.2.4.P - Infraestrutura de Apoio

As bases de apoio para as atividades dos Projetos Integrados de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural no Pólo Pré-Sal têm como função proporcionar a logística de fornecimento, transporte e armazenamento temporário de insumos e resíduos, bem como facilitar o embarque e desembarque do pessoal alocado nas atividades *offshore*. As atividades a serem desenvolvidas nos blocos do Pólo Pré-Sal utilizarão diferentes bases de apoio, de acordo com a localização da área em que a atividade for realizada e a demanda de equipamento/serviços necessária. Tais bases estão descritas a seguir.

Terminal Portuário de Apoio Marítimo

O terminal de apoio marítimo a ser utilizado durante os TLDs, Pilotos e Desenvolvimento de Produção será a base pertencente à *Bric Brazilian*

Intermodal Complex S.A. (antiga *Poliporto Terminais S.A.*), localizada na zona portuária da cidade do Rio de Janeiro, na costa oeste da Baía de Guanabara. O endereço comercial da base é Rua General Gurjão, nº 2, Caju, Rio de Janeiro, RJ, CEP: 20931-040.

A **Figura II.2.4-26**, a seguir, mostra a localização da *Bric Brazilian Intermodal* (antiga *Poliporto*) e demais terminais do complexo portuário:

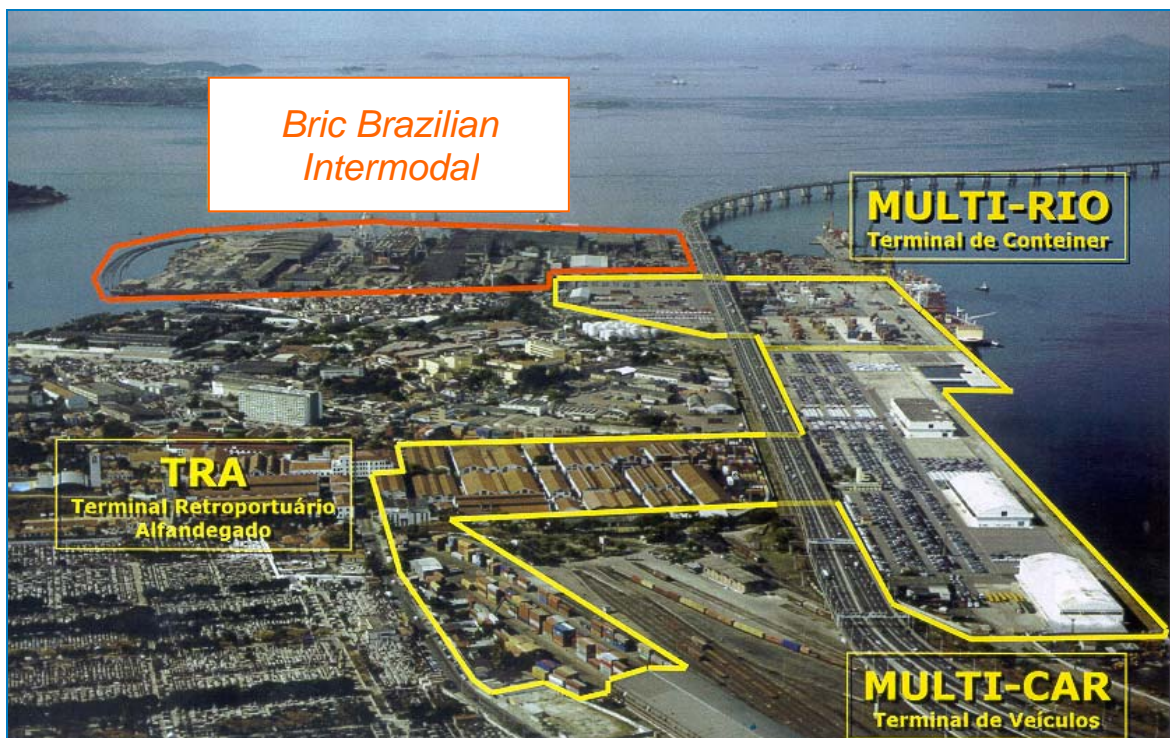


Figura II.2.4-26 - Vista aérea da *Bric Brazilian Intermodal*, no município do Rio de Janeiro.

Acessos Rodoviários

O acesso rodoviário ao Terminal da *Bric Brazilian Intermodal* pode ser feito pelas seguintes rodovias: BR-040 (“Rodovia Washington Luís”/“Rodovia Juscelino Kubitschek”), que liga a região sudeste à região centro-oeste; BR-101 (Rodovia Translitorânea/“Rodovia Governador Mario Covas”), que permite ligação com o nordeste; BR-116 (“Rodovia Santos-Dumont” entre Fortaleza e Rio de Janeiro), para ligação com o sul e norte, além das rodovias RJ-071 (Via Expressa Presidente João Goulart / “Linha Vermelha”) e RJ-104.

O transporte de material, por vias rodoviárias, será feito através de caminhões *truck* abertos, carretas abertas, caminhões *truck* fechados (tipo baú), carretas fechadas (tipo baú), carretas graneleiras, carretas tanques, *truck* tanques, porta-contêineres, pranchas e outros.

Acessos Ferroviários

A base da *Bric Brazilian Intermodal* possui, como acesso ferroviário, o Consórcio MRS Logística S.A., malha sudeste, antigas Superintendências Regionais de Belo Horizonte (SR-2) e Juiz de Fora (SR-3).

Acessos Hidroviários

- Barra

A barra do estuário da Baía de Guanabara está localizada na região de boca da Baía, entre o Pão de Açúcar (Rio de Janeiro) e a Fortaleza de Santa Cruz (Niterói). A barra possui largura de 1,5 Km, e apresenta uma profundidade média de 25 m, com exceção da área junto ao Pão de Açúcar, com 17 m de profundidade.

- Instalações Físicas

As instalações físicas da *Bric Brazilian Intermodal* enquadram-se numa área operacional de 300.000 m², sendo 60.000 m² de área coberta para armazenagem, e 240.000 m² de área para estocagem de produtos. Os principais componentes dessas instalações encontram-se descritos a seguir:

- Cais: 2 (dois) píeres, um com 230 m de extensão e calado de 7,5 m e o outro com 230 m de extensão e calado de 6,5 m;
- Canal de acesso com comprimento de 6 km, largura de 150 m e profundidade variando de 17 m canal varrido até menos de 6,5 m (bacia de evolução);
- Bacia de evolução de 375 m x 800 m, com calado de 6,5 m;
- 3 (três) armazéns, com área de 55.000 m², para produtos alfandegados;

Além disso, vale destacar que o terminal da *Bric Brazilian Intermodal* está equipado com diversos equipamentos, como apresentado no **Quadro II.2.4-1**, a seguir:

Quadro II.2.4-1 - Lista de equipamentos do terminal da Bric Brazilian Intermodal

Equipamentos	Quantidade	Capacidade
<i>Top loader Milan / Luna</i>	02	37 t
Guindastes sem trilhos	02	---
<i>Pallets</i>	2.500	---
<i>Reach Stacker Sisu</i>	01	45 t
Cintadeira de Volumes	01	---
Pontes Rolantes	14 22	15 a 100 t 2 a 8 t
Empilhadeiras	02 03 01 11	13 t 7 t 4 t 2,5 t
Garras Hidráulicas (Bobinas)	04	---
Pórtico Rolantes	01	30 t
Lingas	40	---
Paleteiras	03	---
Balanças Rodoviárias	02	60 t

Área para Armazenamento Temporário de Resíduos

Os resíduos gerados durante os TLDs, Pilotos e Desenvolvimento de Produção aqui descritos serão desembarcados por barcos de apoio de acordo com o Manual de Gerenciamento de Resíduos (MGR) da PETROBRAS. Os resíduos serão acondicionados em tambores claramente identificados nas plataformas e enviados para as instalações da *Bric Brazilian Intermodal*, onde serão temporariamente armazenados até encaminhamento a sua destinação final.

Na *Bric Brazilian Intermodal* os resíduos serão acondicionados em baias apropriadas, as quais são dotadas de canaletas que direcionam os produtos no caso de possíveis vazamentos. Na **Figura II.2.4-27** pode-se observar a área de armazenamento temporário dos resíduos e área de apoio, e a caixa coletora de resíduos oleosos.

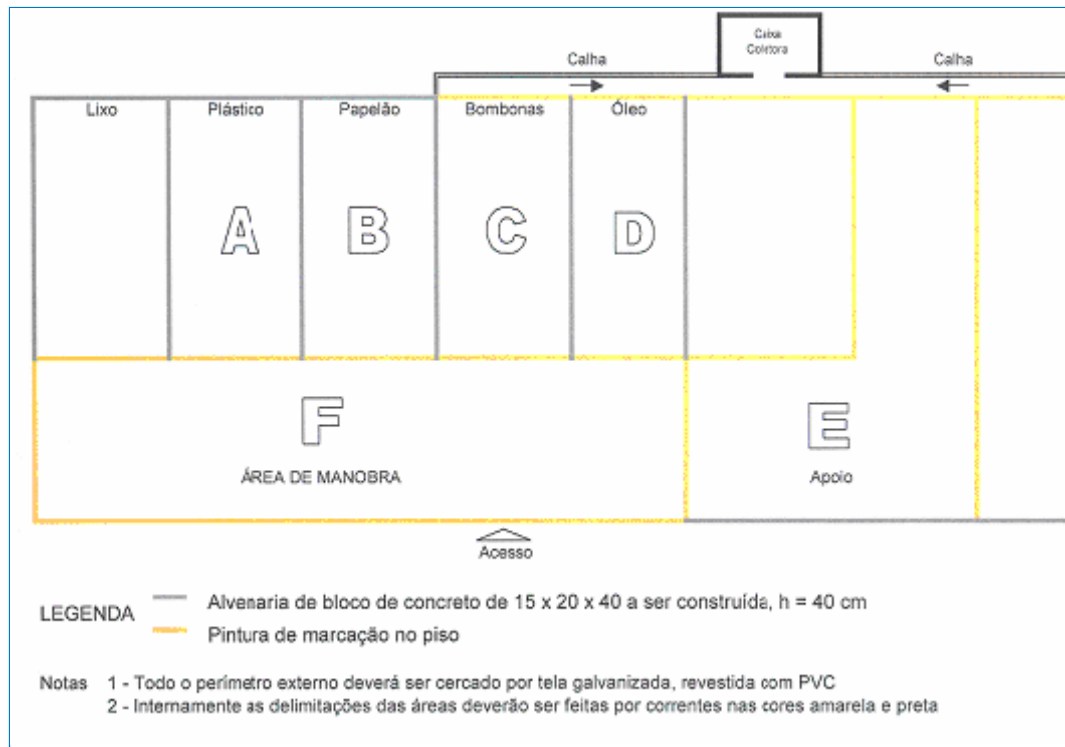


Figura II.2.4-27 - Área de armazenamento temporário de resíduos e área de apoio.

Cada resíduo estará acompanhado pela devida FCDR (Ficha de Controle e Disposição de Resíduos), conforme procedimento do Programa de Controle da Poluição (PCP), apresentado no item II.7.2, que faz o controle da movimentação de entrada e saída dos resíduos. O acompanhamento e controle das FCDRs é feito através do Sistema de Gerenciamento de Resíduos – SIGRE, da PETROBRAS.

Os procedimentos operacionais relacionados à coleta e destinação final dos diferentes tipos de resíduos gerados durante a produção, estarão descritos em detalhe no Projeto de Controle da Poluição (PCP), a ser submetido à apreciação do IBAMA.

Instalações de Abastecimento de Combustíveis e Água

O terminal *Bric Brazilian Intermodal* possui as seguintes instalações para abastecimento de combustíveis e água:

- Água: disponibilidade de 3 (três) tomadas com vazão de 150 m³/h cada e tancagem de 1.800 m³;
- Óleo diesel: área de tancagem de diesel de 4.000m²;
- Canaletas para acesso às áreas dedicadas para armazenamento de combustível, granéis sólidos e líquidos, fluidos de perfuração e óleo diesel;
- Chuveiro lava-olhos para acidentes com produtos químicos;
- Três hidrantes para combate à incêndio;

Localização dos Centros Administrativos

A parte gerencial, técnica e administrativa para suporte às suas unidades marítimas está sediada no Edisa IIB, à Rua Benedito Pinheiro, n° 35, Paquetá, Santos, SP e no Edisa II, na Avenida Conselheiro Nébias, n° 159, Santos, SP. No Edisa IIB e Edisa II trabalham cerca de 700 (setecentos) empregados, próprios e contratados.

Operação de Barcos de Apoio

A Bacia de Santos conta com uma frota marítima para operações de apoio composta por aproximadamente 26 (vinte e seis) embarcações. Essas embarcações prestam serviços de transporte de equipamentos, insumos, abastecimento de água potável, alimentos, diesel e resíduos, podendo, ainda, executar o transporte de pessoal para a plataforma ou para embarcações, ou das unidades para o continente. Algumas são dotadas de equipamentos especiais para lançamento de linhas, mergulho e/ou inspeção submarina, enquanto outras são equipadas com equipamentos de combate a emergência (em casos de incêndio) e de combate à poluição por óleo no mar.

Abastecimento de Óleo Diesel

Toda a operação de abastecimento dos barcos de apoio com óleo diesel no terminal da *Bric Brazilian Intermodal* será realizada de maneira segura, de modo a diminuir os riscos de poluição ambiental.

A operação de transferência de óleo diesel para o barco de apoio a partir do porto é feita através de mangueiras, sendo assistida por operadores munidos com rádio VHF portátil durante todo o bombeio. Esses operadores efetuam sondagem periódicas dos tanques contra transbordamento e certificam que nenhum trecho do mangote fique submerso durante a operação.

No caso de vazamentos, o plano de contenção de óleo da embarcação, denominado *Shipboard Oil Pollution Emergency Plan* (SOPEP) é acionado. Esse plano contempla vários casos de acidentes que possam provocar um vazamento de óleo, momentos em que todas as pessoas envolvidas nos procedimentos de interrupção e controle da descarga na área operacional devem fazer uso do kit SOPEP. O kit possui um conteúdo mínimo de Equipamentos de Proteção Individual (EPIs), materiais absorventes, pás, vassouras, produtos de selagem, sacos e tambores para estocagem dos resíduos coletados.

Estrutura de Apoio Aéreo

O transporte de passageiros para as UEPs nas Áreas onde serão realizados os TLDs, Pilotos e Desenvolvimento de Produção ocorrerá a partir do aeroporto de Jacarepaguá ou a partir do Aeroporto Dr. Antonio Ribeiro Nogueira Júnior (Aeroporto de Itanhaém).

Aeroporto de Jacarepaguá

Localizado na cidade do Rio de Janeiro, na Av. Ayrton Senna, nº 2.541, Barra da Tijuca, este aeroporto é de propriedade federal e operado pela INFRAERO. A instalação possui uma pista de 900 metros de extensão, onde operam 6 (seis) aeronaves contratadas das empresas BHS - *Brazilian Helicopter Services* Ltda, Líder Táxi Aéreo S.A. - Air Brasil, Helivia Aero Táxi Ltda e Aeróleo Táxi Aéreo S.A.

Das aeronaves contratadas, 1 (uma) é de grande porte e 5 (cinco) são de médio porte (**Tabela II.2.4-40**).

Tabela II.2.4-40 - Distribuição das aeronaves locadas no Aeroporto de Jacarepaguá.

Terminal Aéreo	Total de aeronaves	Topos de Aeronaves	Capacidade
Aeroporto de Jacarepaguá	6	1 de grande porte; 5 de médio porte	4.000 passageiros/mês

Segundo a Infraero, no ano de 2008 o aeroporto de Jacarepaguá teve um movimento operacional de cerca de 49.034 aeronaves e 80.603 passageiros.

A licença de operação do Aeroporto de Jacarepaguá, visualizado na **Figura II.2.4-28**, encontra-se no **Anexo II.2.4-4** deste documento.

**Figura II.2.4-28 - Vista aérea do Aeroporto de Jacarepaguá**

Aeroporto Dr. Antonio Ribeiro Nogueira Júnior (Aeroporto de Itanhaém)

O Aeroporto Dr. Antonio Ribeiro Nogueira Júnior (Aeroporto de Itanhaém), visualizado na **Figura II.2.4-29**, está localizado a 3 km do centro da cidade de Itanhaém, estado de São Paulo.



Figura II.2.4-29 - Vista aérea do Aeroporto de Itanhaém.

Fonte: www.daesp.sp.gov.br/aeroportos/itanhaem.htm, 2010.

Sob administração da DAESP - Aeroportos de São Paulo, o Aeroporto de Itanhaém está instalado numa área patrimonial de 64,4 ha e possui um terminal de passageiros de 500 m² e uma sala para uso exclusivo da PETROBRAS de 25,80 m².

O Aeroporto Dr. Antonio Ribeiro Nogueira Júnior está localizado no seguinte endereço comercial: Rua José Batista Campos, nº 1563, Jardim Oásis, Itanhaém, SP, Cep: 11.740-000.

II.2.4.Q - Desativação da Atividade

Testes de Longa Duração (TLDs)

A desmobilização dos FPSOs está prevista para ser realizada ao final de cada TLD, seguindo os procedimentos descritos a seguir:

- **Fase 1:** Lavagem do DPR (*Drill Pipe Riser*), no caso do FPSO *Dynamic Producer*;
- **Fase 2:** Despressurização, Drenagem, Lavagem, Inertização e Limpeza das linhas e equipamentos;
- **Fase 3:** Preservação das linhas da planta de processamento de óleo e gás;
- **Fase 4:** Desconexão do Sistema de Coleta;
- **Fase 5:** Abandono temporário do Poço de Produção;
- **Fase 6:** Saída do FPSO da Área do TLD, seja por propulsão própria (como pode ser feito pelo FPSO *Dynamic Producer*) ou com o auxílio de rebocadores (caso do FPSO BW Cidade de São Vicente).

Pilotos e Desenvolvimento de Produção

A duração prevista para os Pilotos de Produção de Guará e de Tupi NE e para o projeto de DP de Iracema é de até 27 (vinte e sete) anos. Porém os FPSOs a serem contratados para tais atividades poderão permanecer na locação por mais tempo, caso seja economicamente viável, dependendo do sucesso desses projetos.

Com a finalização das atividades exploratórias de gás e petróleo dos Pilotos de Guará e de Tupi NE e do DP de Iracema, o fechamento dos poços será programado e executado de acordo com os requisitos da ANP e as normas PETROBRAS vigentes à época da desativação.

As alternativas de desativação e remoção considerarão, no mínimo, as seguintes premissas:

- a) Remoção total do FPSO após o abandono do último poço em produção, 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;
- b) Abandono dos poços marítimos, de acordo com a Portaria ANP Nº 25/2002 para Abandono de Poços, complementado com requisitos técnicos internos da PETROBRAS, bem como o disposto no Contrato de Concessão.

Maiores detalhes do Projeto de Desativação estão descritos no item II.7.6 deste Estudo.

II.2.5 - Alternativas para Redução dos Impactos na Saúde do Trabalhador

Alternativas Tecnológicas mais limpas

A prevenção da poluição ambiental será realizada através do controle na fonte e concomitantemente da utilização de boas práticas operacionais objetivando reduzir por meio de mudanças tecnológicas os fluxos de resíduos, reduzindo dessa forma, os riscos para a saúde e o meio ambiente.

A condução de um melhor desempenho ambiental ocorrerá através da utilização de Tecnologias Limpas, evitando ou reduzindo fortemente a produção de resíduos ou a emissão de gases nocivos através das medidas a serem implementadas, conforme se segue:

Alternativas para Redução dos Impactos na Saúde do Trabalhador causados pelos Riscos Físicos

Risco: Calor	
Alternativa Tecnológica	Objetivo
Equipamentos, tubulações, acessórios e recipientes que contenham líquidos com temperatura elevada receberão isolamento térmico.	Reduzir as perdas por calor e fornecer proteção pessoal à exposição de temperaturas elevadas na área da planta de produção.
A altura da torre do flare deverá ser dimensionada para minimizar o impacto causado ao trabalhador pela radiação térmica.	Garantir que os níveis de radiação térmica nas áreas no em torno do flare sejam aceitáveis não podendo ser ultrapassados em qualquer condição climática, em qualquer faixa contínua ou de emergência, não havendo influência da temperatura ambiente em função da queima no flare.
Os equipamentos envolvidos no processamento de gás serão especificados dentro do nível de radiação térmica permitido.	Diminuir a exposição dos trabalhadores às temperaturas elevadas nas áreas de produção, tanto nas atividades de operação como de manutenção.

Risco: Ruído	
Alternativa Tecnológica	Objetivo
Queima contínua de gás com controle das suas emissões sonoras.	Garantir um nível máximo de ruído de 90 dB(A) para a queima contínua de gás em qualquer ponto da unidade onde exista a possibilidade de presença humana durante a operação e manutenção.
Os equipamentos que operam em níveis elevados de ruído deverão ser acusticamente tratados, para tal, serão indicados o uso de mantas, silenciadores, filtros ou outro sistema de controle de ruído. Após a conclusão dos serviços, caso os níveis de ruído excedam os limites especificados, deverão ser implementadas melhorias adicionais, a fim de isolar fontes sonoras individuais.	Minimizar a exposição de trabalhadores ao ruído.

Risco: Vibração	
Alternativa Tecnológica	Objetivo
Medições de vibração estrutural nos principais equipamentos.	Níveis aceitáveis de vibração para correção da rigidez do material e/ou do próprio equipamento.

Alternativas para Redução dos Impactos na Saúde do Trabalhador causados pelos Riscos Químicos

Risco: Químico	
Alternativa Tecnológica	Objetivo
Armazenamento de produtos químicos perigosos segundo as regras de compatibilidade química.	Evitar que a interação entre produtos químicos possa gerar emissões nocivas ao sistema respiratório.
Serão removidos todos os materiais que contenham amianto, e que por ventura ainda existam durante as adaptações da UM, sendo garantido o correto descarte e destinação final.	Nenhum novo material que contenha amianto deverá ser utilizado.
Sistema de coleta, manuseio e disposição final de resíduos industriais seguindo os procedimentos do Manual de Gerenciamento de Resíduos. A segregação e armazenamento em coletores adequados com posterior envio para terra para destinação final.	Impedir que em todas as etapas do gerenciamento dos resíduos industriais possam existir emissões nocivas ou contatos inadequados.
O gás produzido deverá ser utilizado como gás combustível no sistema de geração de energia da unidade e o gás excedente será queimado no Flare.	Minimizar os gases a serem queimados no Flare diminuindo assim a carga de emissão e evitando a exposição dos trabalhadores a atmosferas explosivas /tóxicas.
Localização dos módulos de processamento em áreas abertas do convés, expostas à ventilação natural, permitindo a dispersão dos gases.	Evitar que a exposição de trabalhadores a gases nocivos ao sistema respiratório em ambientes confinados.
O modelo do Flare a ser utilizado deverá garantir baixas emissões de NOx e com eficiência de queima alta o suficiente para garantir a baixa emissão HC para a atmosfera.	Reduzir a exposição de trabalhadores a gases nocivos ao sistema respiratório.
Pressurização das áreas internas por meio do sistema de ar condicionado e ventilação.	Evitar que gases inflamáveis e nocivos ao sistema respiratório ocupem áreas internas da unidade (não expostas à ventilação natural), e causem prejuízo à saúde e segurança de seus ocupantes.
Utilização de sistemas de Flare e Vents independentes para recolher e queimar os gases residuais liberados do processo por válvulas de segurança, válvulas de controle, válvulas de descarga e tubulações.	Evitar a exposição de trabalhadores às atmosferas explosivas e tóxicas.

Alternativas para Redução dos Impactos na Saúde do Trabalhador causados pelos Riscos Biológicos

Risco: Biológico	
Alternativa Tecnológica	Objetivo
O sistema de ventilação e ar condicionado deverá garantir a climatização e a pressurização das áreas de acomodação tripuladas e não tripuladas, assim como, o número de renovações necessárias para manter a qualidade do ar. Um detector de gás deverá monitorar as entradas da ventilação dos compartimentos.	Evitar que gases inflamáveis e nocivos ao sistema respiratório ocupem áreas internas da unidade, causando prejuízo à saúde e segurança dos ocupantes.
O controle da qualidade do ar será realizado através do PMOC- Plano de Manutenção, Operação e Controle.	Evitar a difusão ou multiplicação dos agentes nocivos à saúde humana mantendo a boa qualidade do ar interno (conjunto de propriedades físicas químicas e biológicas do ar).
A água doce potável para consumo humano passará por um sistema de esterilização para em seguida ser distribuída para os consumidores. O consumo de água doce divide-se em consumo de água esterilizada para uso humano e não esterilizada para uso industrial.	Garantir a boa qualidade da água destinada ao consumo humano, exceto dessedentação (que será oriundo de galões de água potável), com vista a não causar agravos à saúde.

Alternativas para Redução dos Impactos na Saúde do Trabalhador causados por Acidentes

Risco: Acidentes	
Alternativa Tecnológica	Objetivo
Armazenamento de produtos químicos segundo as regras de compatibilidade química.	Evitar que a interação entre os produtos químicos possa gerar risco ao trabalhador causado por explosão
Sistema de detecção de gás.	Detectar a presença de gás e acionar os sistemas de emergência, evitando a exposição de trabalhadores a atmosferas explosivas e tóxicas.

O sindicato ao qual a categoria majoritária está filiada é o Sindicato dos Petroleiros do litoral paulista (SINDIPETRO – LP).

De modo a permitir o cumprimento dos artigos 2º, 4º e 5º da Portaria Conjunta MMA/IBAMA nº 259, publicada no Diário Oficial da União em 13.08.2009, é informado a seguir o endereço da referida entidade para contato.

Endereço: Av. Conselheiro Nébias nº 248 - Vila Mathias, Santos -SP.

**ARRANJO GERAL, ARRANJO SUBMARINO E PLANTA
DE TANCAGEM**