

II.2 - CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE

II.2 - CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE

II.2.1 - Apresentação

II.2.1.A - Objetivos da Atividade

O principal objetivo da atividade é desenvolver a produção de petróleo nas áreas de Tiro e Sídon, localizadas no Bloco BM-S-40, Bacia de Santos. O desenvolvimento do projeto será baseado nos conhecimentos acumulados pelos resultados das perfurações exploratórias e dados adquiridos nos Testes de Longa Duração implementados nessas mesmas áreas (poços 1-BRSA-607-SPS (1-SPS-56, Jazida Tiro) e 1-BRSA-658-SPS (1-SPS-57, Jazida Sídon)).

Por se tratar do primeiro módulo do desenvolvimento de produção desse Bloco, este projeto também tem como objetivos avaliar o comportamento da produção e da injeção de água e gás nos reservatórios, assim como o comportamento de deposição de incrustações, além de ajustar as modelagens geológica e de fluxo adotadas.

II.2.1.B - Localização e Limites do Bloco

As Áreas de Tiro e Sídon (Bloco BM-S-40) estão localizadas em águas rasas da Bacia de Santos no litoral de SP, a uma distância em linha reta de 210 km de Ilha Comprida-SP e de Itajaí-SC, entre batimetrias de 230 e 295 m.

As coordenadas do Bloco BM-S-40, cuja localização pode ser visualizada no **Mapa II.2.1.B-1** apresentado ao final desta seção, estão apresentadas na **Tabela II.2.1-1**.

Tabela II.2.1-1 - Coordenadas do Bloco BM-S-40
(Datum SAD-69)

Vértices	Latitude	Longitude
01	26° 22' 30,00" S	46° 37' 30,00" W
02	26° 22' 30,00" S	46° 27' 48,75" W
03	26° 28' 07,50" S	46° 27' 48,75" W
04	26° 28' 07,50" S	46° 30' 00,00" W
05	26° 30' 00,00" S	46° 30' 00,00" W
06	26° 30' 00,00" S	46° 34' 41,25" W
07	26° 28' 26,25" S	46° 34' 41,25" W
08	26° 22' 30,00" S	46° 37' 30,00" W

II.2.1.C - Localização da Unidade de Produção

Para o desenvolvimento de produção de petróleo nas Áreas de Tiro e Sídon (BM-S-40) será utilizado apenas 1 (uma) unidade do tipo FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading*) a ser denominado de FPSO Petrojarl Cidade de Itajaí, doravante nominado FPSO Cidade de Itajaí. A embarcação está em processo de adaptação, de modo que sua capacidade de processamento suporte a produção concomitante de petróleo prevista para ambas as áreas do empreendimento.

A **Tabela II.2.1-2** apresenta as coordenadas em que o FPSO Cidade de Itajaí ficará posicionado em lâmina d'água de 270 m, entre as Áreas circunvizinhas de Tiro e Sídon, para o desenvolvimento da produção de petróleo no Bloco BM-S-40. A localização do FPSO também pode ser visualizada no **Mapa II.2.1.B-1**.

Tabela II.2.1-2 - Localização do FPSO Cidade de Itajaí
para o Desenvolvimento da Produção
nas Áreas de Tiro e Sídon (BM-S-40).

Coordenadas Geográficas (Datum: SAD 69)	
Latitude	Longitude
26° 27' 50,84" S	46° 31' 46,78" W

II.2.1.D - Poços que serão Interligados ao FPSO

A quantidade e as características dos poços a serem interligados ao FPSO Cidade de Itajaí para realização do Desenvolvimento da Produção de Petróleo no Bloco BM-S-40 variam para cada área. No projeto da Área de Tiro prevê-se a interligação de 6 (seis) poços, sendo 3 (três) produtores, 2 (dois) injetores de água e 1 (um) injetor de gás. Já no projeto na Área de Sídon estão previstos 5 (cinco) poços, sendo 3 (três) produtores e 2 (dois) injetores de água.

Os poços produtores nas Áreas de Tiro e Sídon serão, respectivamente, verticais produzidos por *gas-lift* e horizontais produzidos por meio de BCSS (Bombeio Centrífugo Submerso Submarino). Já os poços injetores serão todos verticais, sendo os de Tiro sob configuração satélite, e os de Sídon sob configuração *piggy-back*.

As **Tabela II.2.1-3** e **Tabela II.2.1-4** apresentam, respectivamente, as principais informações referentes aos poços que serão interligados ao FPSO Cidade de Itajaí nas Áreas de Tiro e Sídon, como distância do poço até a unidade, inclinação, diâmetro do revestimento e método de elevação.

Tabela II.2.1-3 - Características gerais dos poços a serem utilizados no Projeto de Desenvolvimento da Produção na Área de Tiro

Poço (Nome/tipo)	Distância do poço até UEP (*)	Inclinação do poço	Diâmetro de Revestimento (OD)	Método de Elevação
TP1 - (produtor)	5.000 m	36°	9 5/8"	Gás- <i>lift</i> contínuo
TP2 (produtor)	5.000 m	30,5 °	9 5/8"	Gás- <i>lift</i> contínuo
TP3 (produtor)	5.000 m	36°	9 5/8"	Gás- <i>lift</i> contínuo
TIA1 (injetor de água)	2.500 m	39°	9 5/8"	-
TIA2 (injetor de água)	2.500 m	39°	9 5/8"	-
TIG1 (injetor de gás)	5.000 m	0°	9 5/8"	Poderá ser convertido para poço produtor com gás- <i>lift</i>

(*) Distâncias estimadas.

Tabela II.2.1-4 - Características gerais dos poços a serem utilizados no Projeto de Desenvolvimento da Produção na Área de Sídon

Poço (Nome/tipo)	Distância do poço até UEP (*)	Inclinação do poço	Diâmetro de Revestimento (OD)	Método de Elevação
SP1 (produtor)	7.000 m	55°	11 ¾"	BCSS
SP2 (Produtor)	7.000 m	55°	11 ¾"	BCSS
SP3 (Produtor)	8.000 m	55°	11 ¾"	BCSS
SIA1 (injetor de água)	7.000 m	0°	9 5/8"	NÃO
SPS-63 (injetor de água)	7.000 m	0°	9 5/8"	NÃO

(*) Distâncias estimadas.

A localização e a lâmina d'água desses poços podem ser visualizadas na tabela abaixo.

Tabela II.2.1-5 - Localização preliminar e lâmina d'água dos poços a serem interligados ao FPSO Cidade de Itajaí

Poço	Coordenadas Geográficas (Datum SAD69)		Coordenadas UTM (Datum SAD69)		Lâmina d'água (m)	Distância da Costa (km)
	Latitude	Longitude	E	N		
ÁREA: Tiro						
TP1 (poço produtor)	26° 28' 03,30" S	46° 34' 21,48" W	343230	7071563	230	194
TP2 (poço produtor)	26° 28' 03,29" S	46° 34' 22,39" W	343205	7071563	230	193
TP3 (poço produtor)	26° 28' 03,28" S	46° 34' 23,29" W	343180	7071563	230	193
TIA1 (injetor de água)	26° 26' 46,53" S	46° 32' 58,71" W	345494	7073953	240	196
TIA2 (injetor de água)	26° 26' 45,72" S	46° 32' 58,70" W	345494	7073978	240	194
TIG1 (injetor de gás)	26° 28' 09,73" S	46° 34' 18,36" W	343319	7071366	230	195
ÁREA: Sídon						
SP1 (poço produtor)	26° 24' 34,88" S	46° 29' 22,51" W	351436	7078075	280	200
SP2 (poço produtor)	26° 25' 10,39" S	46° 29' 23,40" W	351424	7076982	290	201
SP3 (poço produtor)	26° 25' 12,44" S	46° 29' 06,00" W	351907	7076925	295	202
SIA1 (injetor de água)	26° 25' 30,61" S	46° 31' 56,19" W	347198	7076310	245	196
SPS-63 (injetor de água)	26° 24' 20,53" S	46° 31' 39,86" W	347625	7078472	240	196

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.2.1-6). Fixando-se este volume para efeito

comparativo, e considerando a produção em condições de pico, pode-se comparar o percentual da produção prevista no projeto de Desenvolvimento da Produção de Petróleo no Bloco BM-S-40 em relação à produção nacional do mês de fevereiro de 2010 das principais Unidades Operacionais de Exploração & Produção da PETROBRAS no Brasil.

Tabela II.2.1-6 - Vazões de produção das UOs da PETROBRAS (mai/2010).

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

A vazão de produção esperada para o Projeto de Desenvolvimento da Produção de Petróleo no Bloco BM-S-40 é de aproximadamente 66.143 bpd (10.515 m³/d). Segundo esta estimativa, esse projeto será responsável pela produção de aproximadamente 3,27% da produção de petróleo no Brasil (considerando a produção de maio de 2010, apresentada na **Tabela II.2.1-6**).

A **Figura II.2.1-1** apresenta a comparação entre o percentual de contribuição das principais Unidades de Operação da PETROBRAS com o valor de produção estimado de petróleo com a implantação do Projeto de Desenvolvimento da Produção de Petróleo no Bloco BM-S-40.

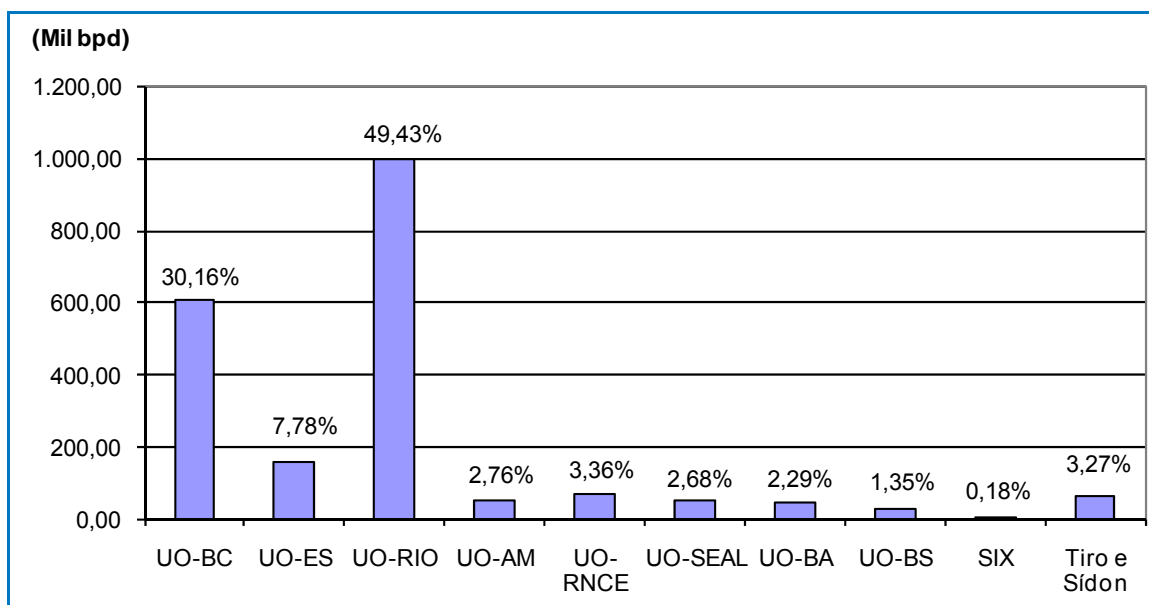


Figura II.2.1-1 - Percentuais de produção do mês de maio de 2010 das principais Unidades Operacionais de E&P da PETROBRAS no Brasil, e a estimativa do Desenvolvimento de Produção do Bloco BM-S-40 (Áreas de Tiro e Sídón)

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

II.2.1.F - Cronograma Preliminar da Atividade

O cronograma previsto para o Desenvolvimento da Produção de Petróleo no Bloco BM-S-40, Áreas de Tiro e Sídón, Bacia de Santos, está apresentado na **Tabela II.2.1-7**.

Tabela II.2.1-7 - Cronograma do Projeto de Desenvolvimento da Produção no Bloco BM-S-40

	2012												2013												2014 a 2026		2026					
	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 a D	J	F	M	A	M	J	
Instalação do FPSO																																
Interligação Poços Tiro																																
Interligação Poços Sídon																																
Produção de Tiro																																
Produção de Sídon																																
Desativação																																

II.2.2 - Histórico

II.2.2.A - Histórico das Atividades Petrolíferas Realizadas Anteriormente no Bloco

As atividades exploratórias da PETROBRAS na área do BM-S-40, localizado na porção sul da Bacia de Santos, se iniciaram em 2003, com a aquisição dos direitos exclusivos de exploração deste Bloco na 5ª Rodada da ANP, sob contrato de Concessão número 48610.009494/2003.

Em abril de 2008 foi perfurado o primeiro poço pioneiro na área denominada Tiro, denominado 1-BRSA-607-SPS (1-SPS-56), confirmando a primeira descoberta de hidrocarboneto na Bacia de Santos em arenitos da Formação Marambaia, de idade Oligocênica. O poço atingiu a profundidade final de 2.202 m (-2.177 m), em contexto de folhelhos carbonáticos oligocênicos da Formação Marambaia.

Em agosto de 2008 foi perfurado o segundo poço pioneiro no Bloco BM-S-40, denominado 1-BRSA-658-SPS (1-SPS-57), na área denominada Sídon, onde se confirmou a segunda descoberta de óleo em arenitos da Formação Marambaia. O poço atingiu a profundidade final de 2.322 m (-2.300 m), também em contexto de folhelhos carbonáticos oligocênicos da Formação Marambaia.

Como já mencionado, com os resultados desse poço foi possível constatar mais uma vez o sistema petrolífero atuante na área do Bloco, consistindo na segunda descoberta realizada no âmbito do play Arenitos do Oligoceno na Bacia de Santos.

Em ambos os poços descobridores foram efetuados testes de formação a poço revestido (TFR), mostrando-se conclusivos, produzindo por surgência e boa produtividade óleo leve de grau API 32° a 34°.

Em novembro de 2008 encerrou-se o período exploratório do Bloco BM-S-40. Nesta ocasião foi apresentado e aprovado pela ANP o Plano de Avaliação

proposto para a área das descobertas. Neste Plano de Avaliação estava prevista a realização de dois Testes de Longa Duração (TLD) de 12 meses cada, um no poço 1-BRSA-607-SPS (1-SPS-56) (Tiro) e outro no poço 1-BRSA-658-SPS (1-SPS-57) (Sídon).

Ressalta-se que em 2009 foi perfurado mais um poço na área de Sídon, o poço exploratório de extensão denominado 3-BRSA-694-SPS (3-SPS-63).

Atualmente encontra-se em produção o TLD de Tiro através do poço SPS-56 com vazão média de 17.000 bpd. Já o campo de Sídon tem seu início de produção programado para final de dezembro de 2010. Ambos TLDs têm como objetivo avaliar o comportamento da produção de longo prazo e adquirir dados de reservatórios.

II.2.2.B - Relato Sumário do Projeto

O presente estudo consiste na análise ambiental do projeto de Desenvolvimento de Produção de Petróleo, no Bloco BM-S-40, Áreas de Tiro e Sídon, Bacia de Santos. Esse projeto foi elaborado pela PETROBRAS com objetivo de aumentar a capacidade de produção e suprimento das demandas internas crescentes por petróleo e seus derivados.

O projeto de Desenvolvimento de Produção de Petróleo nas Áreas de Tiro e Sídon foi elaborado com base nas melhores práticas de segurança, meio ambiente e saúde, segundo as diretrizes do Sistema de Gestão implementado na PETROBRAS. O planejamento considerou, em vários aspectos, as questões ambientais relacionadas a um Projeto de Desenvolvimento de Produção de Óleo. Um exemplo é o processo de contratação da unidade de produção, onde são estabelecidas exigências contratuais que visam o completo atendimento aos requisitos legais de modo a garantir o adequado controle ambiental.

Além disso, o projeto de Desenvolvimento de Produção foi balizado em estudos de Análise de Riscos Ambientais (apresentados no capítulo II.8 - Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais, deste estudo). Essa análise permite a

identificação de hipóteses acidentais, que possam ocorrer durante a atividade, e a prévia determinação de medidas de controle, mitigadoras ou compensatórias.

A atividade de produção de petróleo nas áreas de Tiro e Sídon têm previsão para iniciar em março de 2012 e deverá operar por até 15 (quinze) anos, podendo sofrer intervenções haver alterações com objetivo de aumentar o desempenho da produção.

A produção nesses reservatórios prevê a interligação de 11 (onze) poços: 6 (seis) produtores, 4 (quatro) injetores de água e 1 (um) injetor de gás. Com esse arranjo, estima-se uma vazão máxima de produção de aproximadamente 66.143 bpd (10.515 m³/d), a ser atingida um ano e meio após o início da atividade.

Na concepção do projeto, a escolha do tipo de unidade de produção a ser utilizado foi realizada em função de fatores como a lâmina d'água das áreas, número de poços produtores, e aspectos de segurança e operacionais. Dessa forma, pretende-se minimizar o potencial de interação física da atividade com o meio ambiente, conferindo maior confiabilidade operacional. Também foram considerados os aspectos relativos ao posicionamento da Unidade Estacionária de Produção (UEP), definidos em função das características do reservatório e considerando a estabilidade do fundo marinho.

Além dos fatores supracitados, foram consideradas as variáveis econômica e ambiental. Com isso, optou-se pela utilização da UEP do tipo FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading*). Para a atividade de produção nas áreas de Tiro e Sídon, a unidade empregada será o FPSO Cidade de Itajaí, cuja capacidade máxima de processamento é de aproximadamente 80.000 bpd (12.800 m³/d).

O FPSO será dotado de diferentes sistemas, cujos objetivos são 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.

A variável ambiental também foi considerada durante o planejamento do arranjo submarino: seja na decisão quanto à localização da unidade de produção ou quanto ao posicionamento dos poços e estruturas submarinas. As características dos componentes do arranjo foram cuidadosamente estudadas considerando as condições ambientais do local, a fim de evitar pontos ambientalmente sensíveis e permitir maior agilidade e facilidade no lançamento das linhas.

Os riscos de interação das instalações submarinas com outras instalações também foram avaliados. Para isso, utilizou-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 também foi feita para a determinação da configuração das linhas e *risers* a serem instalados.

O projeto de Desenvolvimento de Produção descrito neste estudo não prevê o escoamento da produção via gasoduto e/ou oleoduto. Dessa forma, o sistema de escoamento não contará com arranjo submarino. Após a extração, o petróleo será separado em óleo, gás e água e cada constituinte receberá uma destinação específica.

O gás produzido será submetido a diversos tratamentos e, em seguida, será preferencialmente utilizado como combustível no sistema de geração de energia para a unidade. O excedente será utilizado no sistema de *gás-lift* e enviado ao poço de injeção de gás.

O óleo produzido será processado e estocado nos tanques do FPSO Cidade de Itajaí, o qual tem a capacidade máxima de estocagem de 105.753 m³, equivalente a aproximadamente 665.183 bbp. Posteriormente o óleo estocado será enviado para navios aliviadores em operações de *offloading*, a serem realizadas a cada 5 (cinco) dias.

A água produzida será tratada e descartada ao mar, em atendimento aos requerimentos legais.

Com relação à contratação de serviços de terceiros, o contrato de afretamento do FPSO Cidade de Itajaí para o desenvolvimento da atividade de produção de petróleo prevê a existência de um anexo relativo à segurança, meio ambiente e saúde (SMS). Esse documento inclui instruções de SMS da PETROBRAS e os requisitos legais nacionais, cujo cumprimento é obrigatório para o exercício das atividades pelo afretador e operador da unidade.

Ressalta-se, ainda, que os aspectos e impactos ambientais para a atividade de Produção de Petróleo, na Bacia de Santos, Áreas de Tiro e Sídon, foram avaliados e são apresentados no item II.6 deste estudo.

II.2.3 - Justificativas

Aspectos Técnicos

O Desenvolvimento de Produção de Petróleo no Bloco BM-S-40, Áreas de Tiro e Sídon, Bacia de Santos, é considerado como um projeto estratégico pela PETROBRAS, uma vez que promoverá o aumento da produção nacional de petróleo, o qual ocupa posição de destaque na matriz energética brasileira.

A importância desse projeto também se deve à oportunidade de obtenção de informações sobre o Bloco BM-S-40, o qual nunca foi explorado em escala de produção. Com isso, será possível avaliar o comportamento da produção, da injeção de água e gás nos reservatórios e da deposição de incrustações ao longo dos dutos. Além disso, a atividade poderá fornecer dados necessários para o ajuste das modelagens geológica e de fluxo adotadas atualmente, de forma a aproximá-las da realidade.

Aspectos Econômicos

A implantação desse empreendimento poderá gerar importantes oportunidades para o setor industrial, influenciando desde fornecedores de materiais até fornecedores de serviços.

A realização da atividade terá grande relevância para a economia local devido ao pagamento do imposto sobre serviços de qualquer natureza (ISQN) e à geração de empregos diretos e indiretos, como a contratação de empresas prestadoras de serviços e fornecedoras de materiais e equipamentos durante a atividade. Adicionalmente, a atividade em questão também contribuirá para o desenvolvimento da região, visto que será geradora de recursos pelo pagamento de *royalties*. Esses recursos financeiros, distribuídos para os municípios, certamente permitirão um maior volume de capital para diversos tipos de investimentos, capazes de promover o crescimento econômico das áreas sob influência da atividade.

Aspectos Sociais

A produção de petróleo nas áreas de Tiro e Sídon, na Bacia de Santos, poderá gerar melhorias no desenvolvimento socioeconômico da região pertencente à área de influência desse empreendimento. O pagamento de *royalties* a estados e municípios, decorrentes da implantação deste projeto, poderá ser revertido em investimentos nas áreas de educação, saúde, saneamento básico, entre outros serviços públicos, representando melhoria na qualidade de vida das populações beneficiadas.

O aumento da produção 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 profissionais qualificados poderá se constituir em um estímulo à capacitação profissional no setor petrolífero, uma vez que se espera um crescimento das atividades nesta área.

Aspectos Ambientais

O desenvolvimento da produção de petróleo apresenta riscos ambientais inerentes a esse tipo de atividade. Entretanto, é importante ressaltar que a PETROBRAS possui extensa experiência e conhecimento sobre os sistemas de produção a serem utilizados. Dessa forma, os impactos ambientais negativos identificados poderão ser minimizados com a execução de procedimentos

operacionais e implementação de programas ambientais durante o desenvolvimento da atividade.

O FPSO Cidade de Itajaí dispõe de recursos necessários à execução da atividade de forma segura, além de atender aos requisitos nacionais e internacionais pré-estabelecidos para garantir as melhores práticas em relação ao meio ambiente.

II.2.4 - Descrição das Atividades

II.2.4.A - Identificação da Unidade de Produção

Conforme já foi dito anteriormente, para a realização do Projeto de Desenvolvimento da Produção de Petróleo no Bloco BM-S-40, Áreas de Tiro e Sídon, Bacia de Santos, será utilizada 1 (uma) Unidade Estacionária de Produção (UEP) do tipo FPSO, o FPSO Cidade de Itajaí.

Como ainda está em processo de adaptação, 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 ainda serão emitidos e posteriormente encaminhados a esta CGPEG/DILIC/IBAMA.

II.2.4.B - Descrição Geral da Unidade

Conforme exposto anteriormente, o desenvolvimento dos campos de Tiro e Sídon prevê a utilização de 1 (um) FPSO (Cidade de Itajaí), que conjugará atividades de processamento primário da produção, de estocagem e transferência de óleo para navios aliviadores. A unidade realizará as atividades de processamento primário da produção, a estocagem e transferência de óleo para navios aliviadores, enquanto que o gás será consumido pela unidade na geração de energia e *gás-lift*, e o excedente injetado em poço na área de Tiro.

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

Tabela II.2.4-1 - Características Gerais do FPSO Cidade de Itajaí

Características	Descrição
Nome	FPSO Petrojarl Cidade de Itajaí
Ancoragem	Spread Mooring
Comprimento Total	244,50 m
Boca moldada	42,67 m
Pontal (Altura até convés principal)	19,80 m
Peso leve	16.997 t
Altura da Tocha (a partir do deck)	50,0 m acima do deck principal
Capacidade total dos tanques de óleo	665.183 bbls (105.753 m ³)
Guindastes	2 guindastes com capacidade de 20t e 25t
Sistema de geração de energia	4 turbogeradores a vapor de 7,9 MW 3 geradores auxiliares a diesel, de 990 kW 1 gerador de emergência
Capacidade de produção	6 poços produtores Capacidade de processar 80.000 bpd de óleo e 2,0 MM m ³ /d de gás
Capacidade de alojamento	56 pessoas
Salvatagem	2 baleeiras com capacidade para 70 pessoas cada. 1 bote de resgate com capacidade para 06 pessoas.

Casco

O FPSO Cidade de Itajaí possui fundo singelo, com paredes duplas, com tanques laterais dedicados a lastro e tanques centrais 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 a outros requisitos e Regulamentos Estatutários Internacionais exigidos pelo país de registro.

Visando garantir a vida útil do FPSO, necessária às atividades de produção nos campos de Tiro e Sídón, 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 Cidade de Itajaí pode ser realizada em até 16 tanques, que juntos perfazem uma capacidade total de 665.162,07 bbl (105.752,50 m³).

Além dos tanques citados, o FPSO Cidade de Itajaí possui tanques para lastro, efluente oleoso, óleo combustível/diesel, óleo lubrificante, borra oleosa, água doce e para água potável, cujas capacidades encontram-se definidas na **Tabela II.2.4-2**.

Tabela II.2.4-2 - Relação dos tanques do FPSO Cidade de Itajaí.

Identificação do tanque	Produto que armazena	Capacidade Total	
		m ³	Barris
Tanque de Óleo nº 1 (bombordo)	Óleo cru	5.288,15	33.261,41
Tanque de Óleo nº 1 (boreste)	Óleo cru	5.288,15	33.261,41
Tanque de Óleo nº 1 (bombordo)	Óleo cru	6.895,25	43.369,74
Tanque de Óleo nº 2 (boreste)	Óleo cru	6.895,25	43.369,74
Tanque de Óleo nº 3 (bombordo)	Óleo cru	6.903,20	43.419,75
Tanque de Óleo nº 3 (boreste)	Óleo cru	6.903,20	43.419,75
Tanque de Óleo nº 4 (bombordo)	Óleo cru	6.903,20	43.419,75
Tanque de Óleo nº 4 (boreste)	Óleo cru	6.903,20	43.419,75
Tanque de Óleo nº 5 (bombordo)	Óleo cru	6.903,20	43.419,75
Tanque de Óleo nº 5 (boreste)	Óleo cru	6.903,20	43.419,75
Tanque de Óleo nº 6 (bombordo)	Óleo cru	6.903,20	43.419,75
Tanque de Óleo nº 6 (boreste)	Óleo cru	6.903,20	43.419,75
Tanque de Óleo nº 7 (bombordo)	Óleo cru	6.903,20	43.419,75
Tanque de Óleo nº 7 (boreste)	Óleo cru	6.903,20	43.419,75
Tanque de Óleo nº 8 (bombordo)	Óleo cru	6.176,85	38.851,15
Tanque de Óleo nº 8 (boreste)	Óleo cru	6.176,85	38.851,15
Capacidade Total de Armazenamento de Óleo	Óleo cru	105.752,50	665.162,07
Tanque de Slop (central)	Água e Óleo	1.387,60	8.727,73
Tanque de Slop (bombordo)	Água e Óleo	2.183,0	13.730,63
Tanque de Slop (boreste)	Água e Óleo	2.183,0	13.730,63
Capacidade Total de Armazenamento de Slop	Água e Óleo	5.753,60	36.188,99

(Continua)

Tabela II.2.4 2 (Continuação)

Identificação do tanque	Produto que armazena	Capacidade Total	
		m ³	Barris
Tanque de Lastro n° 1 (P&S)	Água de Lastro	4.209,60	26.477,54
Tanque de Lastro n° 2 (P&S)	Água de Lastro	3.826,00	24.064,77
Tanque de Lastro n° 3 (P&S)	Água de Lastro	4.181,60	26.301,43
Tanque de Lastro n° 4 (P&S)	Água de Lastro	4.197,00	26.398,29
Tanque de Lastro n° 5 (P&S)	Água de Lastro	4.197,00	26.398,29
Tanque de Lastro n° 6 (P&S)	Água de Lastro	4.197,00	26.398,29
Tanque de Lastro n° 7 (P&S)	Água de Lastro	4.158,40	26.155,50
Tanque de Lastro n° 8 (P&S)	Água de Lastro	4.948,00	31.121,93
Tanque de Lastro n° 9 (P&S)	Água de Lastro	4.515,20	28.399,70
Tanque de Lastro de Proa (central)	Água de Lastro	3.085,00	19.404,03
Capacidade Total de Armazenamento de Lastro	Água de Lastro	41.514,80	261.119,79
Tanque de Óleo Combustível Pesado (bombordo)	Óleo Combustível Pesado (Bunker)	1.171,1	7.365,98
Tanque de Sedimentação de Óleo Combustível Pesado (bombordo)	Óleo Combustível Pesado	160,3	1.008,25
Tanque de Sedimentação de Óleo Combustível Pesado (boreste)	Óleo Combustível Pesado	160,3	1.008,25
Tanque de Óleo Combustível Pesado (bombordo)	Óleo Combustível Pesado (Serviço)	130,4	820,19
Capacidade Total de Armazenamento de Combustível Pesado	Óleo Combustível Pesado	1.622,10	10.202,68
Tanque de Óleo Diesel (bombordo)	Óleo Diesel	214,2	1.347,28
Tanque de Óleo Diesel (bombordo)	Óleo Diesel (Serviço)	42,9	269,83
Tanque de Óleo Diesel (boreste)	Óleo Diesel (Bunker)	1324,2	8.328,95
Capacidade Total de Armazenamento de Óleo Diesel	Óleo Diesel	1.581,30	9.946,06
Tanque de Óleo Lubrificante do Gerador de Turbina a Gás (boreste)	Óleo Lubrificante	26,4	166,05
Tanque de Óleo Lubrificante M/F (boreste)	Óleo Lubrificante	24,8	155,99
Tanque de Óleo Lubrificante para Compressor de Gás (boreste)	Óleo Lubrificante	16,9	106,30
Tanque de Óleo Lubrificante A/E (boreste)	Óleo Lubrificante	14,1	88,69
Tanque Cilíndrico de Óleo Lubrificante para compressores de gás (boreste)	Óleo Lubrificante	43,8	275,49
Tanque Cilíndrico de Óleo Lubrificante n° 2 (boreste)	Óleo Lubrificante	47,7	300,02
Tanque de Reservatório de Óleo Lubrificante	Óleo Lubrificante	28,7	180,52
Tanque de Óleo Térmico (bombordo)	Óleo Lubrificante	62,9	395,63
Tanque de Óleo Hidráulico (boreste)	Óleo Lubrificante	54,2	340,91
Capacidade Total de Armazenamento de Óleo Lubrificante	Óleo Lubrificante	319,50	2.009,59

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 possuem sistemas medidores de nível e 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 têm acessos que permitirão inspeção interna quando estiverem vazios.

O FPSO Cidade de Itajaí também conta 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 são individualizados, a fim de evitar o contato entre os diferentes fluidos.

Sistema de Gás Inerte (SGI)

O FPSO Cidade de Itajaí possui 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 é utilizado para fornecimento de gás inerte e ventilação. Durante o alívio, o gás inerte é fornecido a partir da caldeira de operação para cada tanque de carga.

Sistema de Lastro

Durante a transferência de petróleo do FPSO Cidade de Itajaí 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 é colocada em operação, captando água do mar e bombeando para os tanques de lastro, dependendo da necessidade operacional. O sistema de lastro é totalmente isolado do sistema de armazenagem do petróleo e seus tanques e bombas são totalmente independentes. Como não há nenhuma possibilidade de contaminação da água de lastro com óleo, o sistema não é considerado uma fonte de efluentes.

Vale destacar que caso haja necessidade de transporte do FPSO Cidade de Itajaí 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 sequência lógica do processamento dos fluidos da formação. Os módulos 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 das áreas de Tiro e Sídon.

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

Para auxiliar as etapas de tratamento dos fluidos, bem como manter a integridade das instalações a unidade é dotada de um sistema de injeção de produtos químicos, 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 Cidade de Itajaí 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 consiste 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 desidratação do gás; hidrociclone; flotador; resfriador do sistema de tratamento da água produzida; e sistema de tocha (*flare*). A interligação desses equipamentos pode ser observada na **Figura II.2.4-1**.

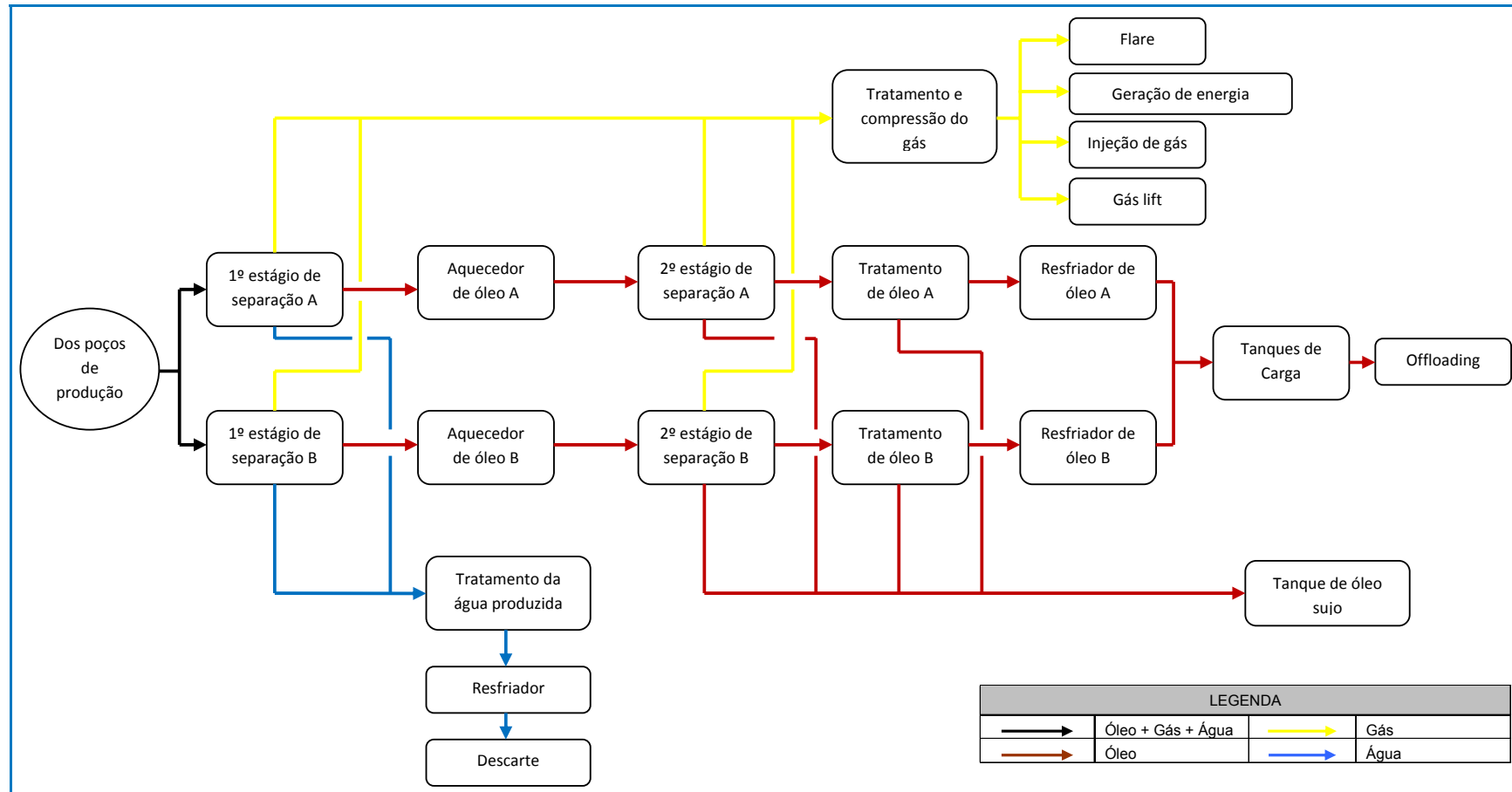


Figura II.2.4-1 - Sistema de Separação e Tratamento de Óleo, Gás e Água do FPSO Cidade de Itajaí.

A planta de processo do FPSO Cidade de Itajaí tem capacidade para processar 12.800 m³/d (80.000 bpd) de óleo e 2,0 MM m³/d de gás, e de tratar 12.100 m³/d de água produzida. O dimensionamento do FPSO afretado considerou os seguintes parâmetros:

- Número de poços produtores interligados ao FPSO: 6 poços
- Temperatura do óleo ao chegar no FPSO: mínima de 22 °C e máxima de 30 °C
- Processamento total de líquido: 80.000 bpd
- Processamento total de gás: 2,0 MM m³/d
- Processamento total de água produzida: 12.100 m³/d

A planta de processo também é equipada com um separador de água livre, que promove a separação primária do óleo, gás e água, e um sistema de aquecimento a montante do separador de produção, que eleva a temperatura até 85 °C, a fim de adquirir as propriedades adequadas às melhores condições de processamento, considerando que o separador de produção opera a uma pressão de aproximadamente 10 kgf/cm². Em seguida, o óleo é enviado ao tratamento eletrostático para o enquadramento dos parâmetros água e sal.

O óleo, então, segue para o degaseificador, e posteriormente 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 é encaminhado para a unidade de tratamento do gás, composta pelos sistemas de remoção de H₂S e de desidratação. Após este tratamento o gás pode ser utilizado na unidade como gás combustível e gás-*lift*, e o excedente dirigido para os poços de injeção de gás.

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

Maiores detalhes sobre o tratamento de água produzida estão apresentados no item II.2.4.C.8 deste Estudo.

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 Removedora de Sulfatos (URS). 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 50 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 sequestrante de oxigênio.

No processo de dessulfatação, parte da água será permeada e enviada para a saída da URS, enquanto o restante será direcionado para o segundo estágio de membranas, sofrendo o mesmo processo de permeação. Ao final dos dois estágios, a água dessulfatada, correspondente a aproximadamente 75% do fluxo inicial, seguirá para o sistema de injeção de água. O restante, o rejeito, equivalente a cerca de 25% do total, será descartado para o mar em linha independente no costado do FPSO.

Após o processo de filtragem é necessária a injeção de inibidor de incrustação, de sequestrante de oxigênio e de biocida, com a finalidade de proteger as membranas da Unidade Removedora de Sulfatos (URS).

Ressalta-se que o biocida será utilizado apenas durante as operações de manutenção do sistema, sendo aplicado apenas 2 (duas) vezes por semana ao longo de 1 (uma) hora.

A **Figura II.2.4-2** apresenta o fluxograma da planta de tratamento de água de injeção do FPSO Cidade de Itajaí.

Vale ressaltar que os efluentes provenientes da limpeza ácida e alcalina da unidade serão encaminhados para *slop tanks*, não sendo descartados ao mar.

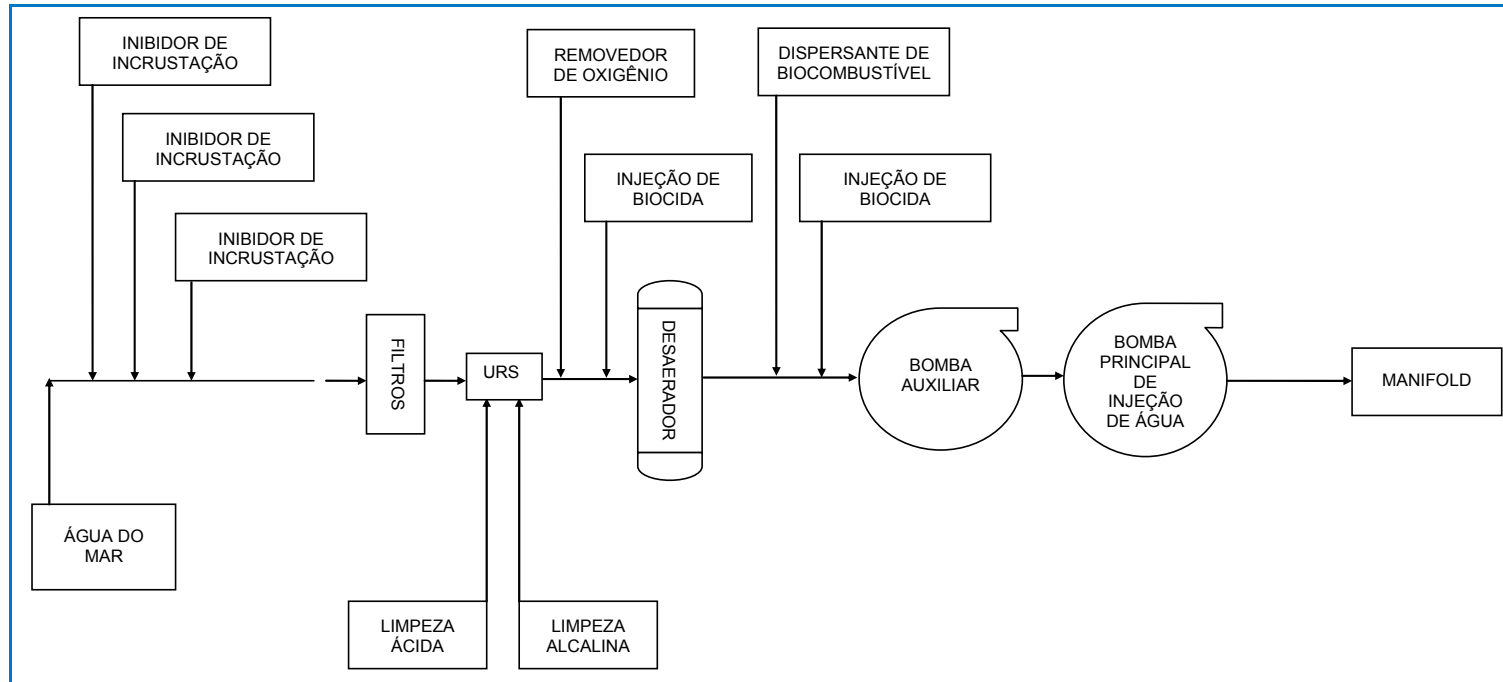


Figura II.2.4-2 - Fluxograma esquemático da planta de tratamento de água de injeção do FPSO Cidade de Itajaí.

Sistema de Fornecimento de Água Industrial

A água industrial utilizada no FPSO Cidade de Itajaí é captada do mar, cujo sistema de captação é 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 Cidade de Itajaí possui 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 Cidade de Itajaí é 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 reinjetado no reservatório.

O *flare* está projetado para queima sob condição de emergência. Este sistema se localiza na proa do FPSO a uma altura de 50 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 estão instalados. A **Figura II.2.4-3** traz uma representação esquemática do sistema do *Flare* da unidade.

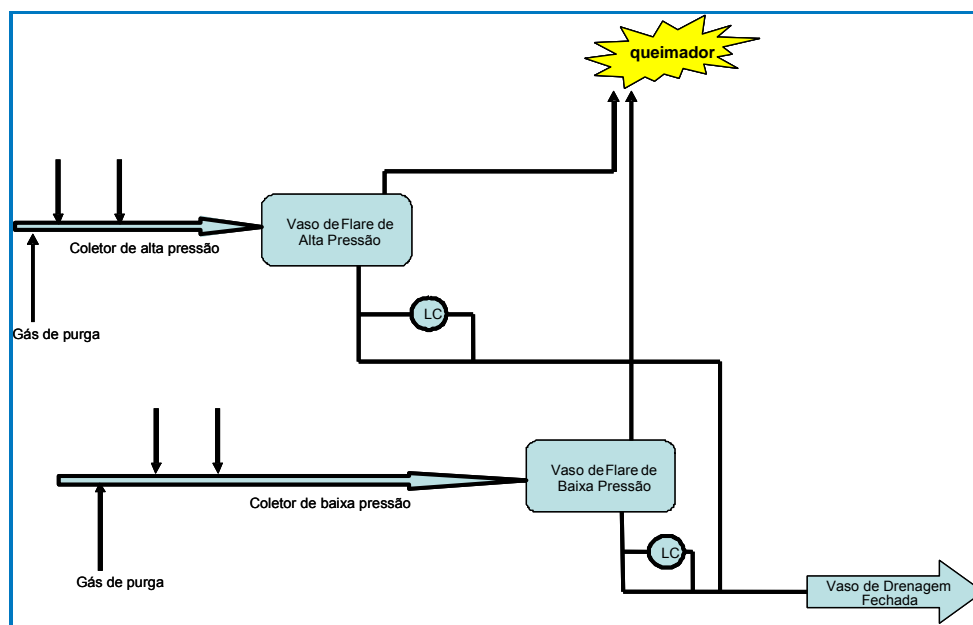


Figura II.2.4-3 - Fluxograma esquemático do Sistema do Flare (Tocha).

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.

Sistema de Geração de Energia

O sistema de geração de energia do FPSO Cidade de Itajaí consiste de 4 (quatro) turbogeradores de 7,9 MW cada, bicomustíveis, sendo 2 (dois) com capacidade nominal de 46.200 m³/d e 2 (dois) com capacidade de 64.300 m³/d.

Além disso, a unidade possui 3 (três) geradores auxiliares a diesel, cada um de 990 kW e capacidade nominal de 292 l/h.

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 Cidade de Itajaí para os navios aliviadores será feita através de mangotes flutuantes de 5 (cinco) em 5 (cinco) dias, com vazão de transferência de aproximadamente 4.800 m³/h.

Para o projeto em questão, 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 24 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.2.4-4**). 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 10" de diâmetro denominado de "hawser".



Figura II.2.4-4 - Exemplo de operação de transferência de óleo *in tandem*.

Fonte: PETROBRAS

A operação de transferência de óleo (*offloading*) será feita através de mangotes flutuantes, com uma distância de cerca de 150 metros entre o navio aliviador e a plataforma. O óleo será bombeado por meio de uma estação de medição e seguirá para o navio aliviador através de uma mangueira flexível (mangote) de 20" de diâmetro, 230 metros de extensão, com reforço especial equipado com flanges nas duas extremidades. O mangote de transferência possui dupla carcaça, classe # 300, e ficará armazenado em carretel.

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.

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 pôr do sol.

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

Para assegurar que eventuais problemas sejam prontamente identificados durante as atividades, a operação será acompanhada, permanentemente, por uma pessoa em cada estação de *offloading* (navio aliviador e plataforma), sistema de rádio digital e câmeras de TV de circuito fechado, garantindo uma rápida interrupção da transferência de óleo, quando necessário. Além disso também serão utilizados equipamentos para controle do fluxo, pressão e temperatura durante a operação.

A transferência é realizada com o sistema de gás inerte acionado, de forma a manter a pressão de trabalho e o 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 em um regime de fluxo turbulento, no sentido do FPSO Cidade de Itajaí 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 Cidade de Itajaí apresenta 2 (dois) 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 20 m;
- Guindaste de Convés, instalado no deck de popa a boreste, com capacidade para 15 t e raio de alcance de 25 m.

Acomodações

A embarcação possui capacidade para acomodar 56 pessoas em cabines simples ou duplas.

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

II.2.4.C.1 - Sistema de Ancoragem

O FPSO Cidade de Itajaí será deslocado através de rebocador até a sua localização predeterminada (**Tabela II.2.1-2**), onde permanecerá posicionado durante a atividade de produção de petróleo nas Áreas de Tiro e Sídon (BM-S-40).

Uma vez na locação, o posicionamento do FPSO Cidade de Itajaí será realizado através de um sistema de ancoragem convencional do tipo *Spread Mooring*. O sistema será composto por 16 linhas de ancoragem, divididas em 4 (quatro) grupos de 4 (quatro) linhas cada, dispostas a bombordo e boreste da popa e proa da unidade (**Figura II.2.4-5**).

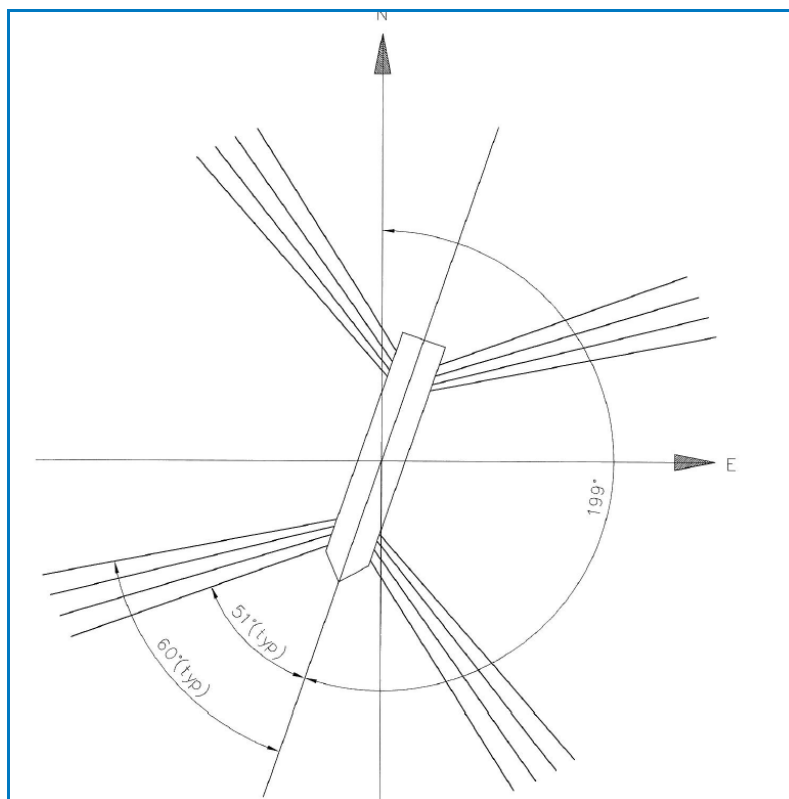


Figura II.2.4-5 - Disposição das linhas de ancoragem do FPSO Cidade de Itajaí.

As linhas de amarração serão igualmente configuradas em catenária livre e compostas por trechos de correntes e cabos de aço. As âncoras que realizam a fixação das linhas no leito marinho serão do tipo âncora de arraste. A composição das linhas do sistema de ancoragem do FPSO Cidade de Itajaí está apresentada na **Tabela II.2.4-3**. Vale destacar que todos os componentes das linhas serão projetados de forma a garantir uma vida útil de no mínimo 15 anos, com uma taxa de corrosão aceitável de 0,4 mm/ano.

Tabela II.2.4-3 - Composição das Linhas do Sistema de ancoragem do FPSO Cidade de Itajaí.

Componente	Tipo	Especificações
Âncora de Arraste	21t Stevshark mk6 drag Anchor	21 t
Cabo de Aço	Spiral Strand Wire Rope	500 m, 115 mm de diâmetro
Cabo de Aço	Spiral Strand Wire Rope	300 m, 115 mm de diâmetro
Corrente	Studless Chain, grau R4	400 m, 120 mm de diâmetro
Corrente	Studless Chain, grau R4	400 m, 120 mm de diâmetro
Corrente	Studless Chain, grau R4	50 m, 120 mm de diâmetro

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 16 linhas instaladas deverão garantir um passeio máximo do FPSO de 20% da lamina d'água na condição intacta das linhas, e de 25 % na condição de uma linha rompida.

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. A operação de ancoragem do FPSO Cidade de Itajaí será dividida em 3 (três) fases: pré-lançamento do ponto de ancoragem; complemento das linhas de ancoragem; e *hook-up* e tensionamento das linhas de ancoragem

O detalhamento de cada etapa de ancoragem do FPSO Cidade de Itajaí, assim como os procedimentos para a ancoragem das linhas flexíveis serão posteriormente encaminhados a esta CGPEG/IBAMA.

II.2.4.C.2 - Sistema de Conexão com as Linhas de Escoamento

As especificações das linhas e conectores de extremidade (*end-fittings*) a serem adotados nos poços onde será realizado o Desenvolvimento de Produção de Petróleo nas Áreas de Tiro e Sídon (BM-S-40) serão posteriormente encaminhadas a esta CGPEG/IBAMA.

II.2.4.C.3 - Sistema de Detecção, Contenção e Bloqueio de Vazamentos

Os sistemas de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos do FPSO Cidade de Itajaí foram projetados de forma a atender aos requisitos estatutários

(ex.: Requisitos de Bandeira, SOLAS, MARPOL, ISM CODE, ISPS CODE, Classificadora, Legislação do país, etc.) e requisitos internos da PETROBRAS.

II.2.4.C.4 - Sistemas de Segurança e Controle

O Sistema Integrado de Controle e Segurança (ICSS) do FPSO Cidade de Itajaí foi desenvolvido com base em requisitos de segurança, estabelecidos pela PETROBRAS. Os principais objetivos desse sistema são atender aos requisitos de segurança pessoal, ambiental e dos ativos, e proporcionar o controle e monitoramento seguro da planta de produção, durante todas as etapas da atividade.

Para atender aos objetivos supracitados, o Sistema Integrado de Controle e Segurança contempla os seguintes subsistemas:

- Sistema de Gás e Incêndio (F&G);
- Sistema Emergencial de Bloqueio (ESD);
- Sistema de Bloqueio de Processo (PSD);
- Sistema de Controle de Processo (PCS).

II.2.4.C.5 - Sistema de Manutenção

O FPSO Cidade de Itajaí possuirá um padrão documentado contendo diversos procedimentos referentes a todas as atividades de manutenção preventiva, preditiva e corretiva dos equipamentos que compõem a unidade.

Para implementação do sistema de manutenção, será estabelecido a bordo um plano de atividades diárias baseado nas informações das organizações *onshore* e *offshore*, tendo como principais objetivos:

- A realização segura e eficaz do trabalho através da utilização correta da autorização de trabalho e revisão de trabalho seguro;
- Coordenação e programação do trabalho para garantir o uso eficiente dos recursos;

- Disponibilidade de materiais e peças avulsas;
- Preparativos adequados e necessários para a conclusão do trabalho no devido tempo;
- Administração, recepção e acomodação adequadas do prestador e do pessoal de serviço;
- Uso eficiente das ordens de trabalho e relatório de histórico, administrado;
- Carga/descarga eficiente das embarcações de apoio;
- Gestão adequada da produção e da jazida;
- Exportação eficiente de petróleo bruto.

II.2.4.C.6 - Sistema de Medição e Monitoramento

A medição de fluidos seguirá o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural da ANP (Portaria Conjunta nº 01, de 2000 - ANP/INMETRO), conforme disposto abaixo, na **Tabela II.2.4-4**.

Tabela II.2.4-4 - 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	Ultrassônicos	< 0,2%
Medições de Apropriação de Óleo	Deslocamento Positivo, Turbina ou Mássico	< 0,6%
Medições Fiscais de Gás	Placa de Orifício ou Ultrassônico	< 1,5%
Medições de Apropriação de Gás	Placa de Orifício ou Ultrassônico	< 2,0%
Medições Operacionais de Gás	Placa de Orifício ou Ultrassônico	< 3,0%
Medições de Água	Magnético	< 1,0%

O fluxograma típico preliminar do sistema de medição das instalações de produção, mostrando as principais correntes de petróleo, gás natural e água, com os respectivos tipos de medição, segundo a Portaria citada, está apresentado na **Figura II.2.4-6**.

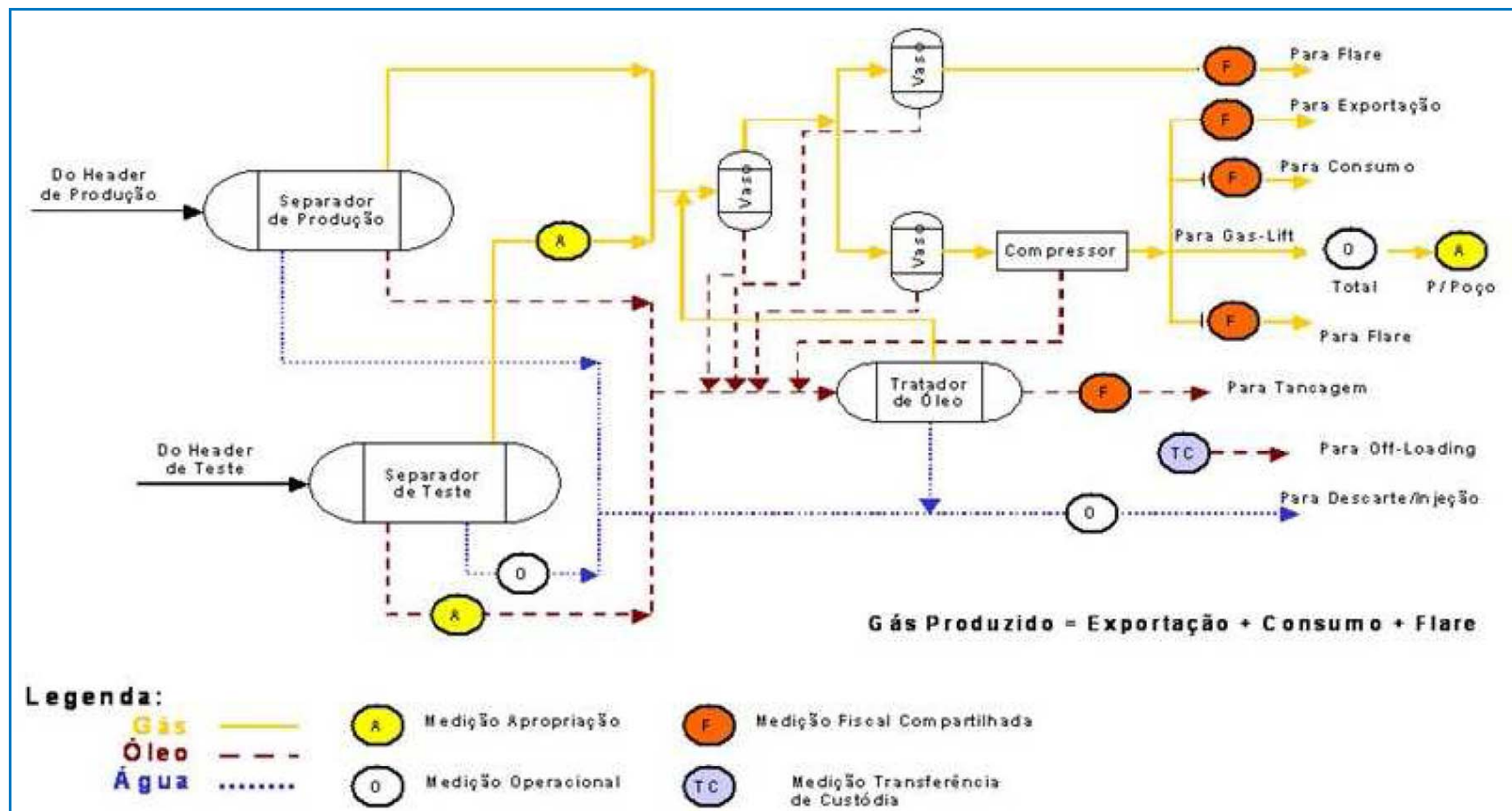


Figura II.2.4-6 - Fluxograma típico preliminar do sistema de medição de unidades de produção.

Para a medição do óleo estão previstos:

- Medidores do tipo ultra-sônico com classe de exatidão de 0,2% (classe de exatidão final do sistema de medição de óleo = 0,3%, mínimo de 4 canais/feixes por medidor) para medições fiscais / transferência de custódia;
- Medidores do tipo mássico (Coriolis), com classe de exatidão de 0,6% (classe de exatidão final do sistema de medição de óleo = 1,0%) para medições de apropriação da produção dos poços (após o separador de teste);
- Medição do BS&W do óleo para medição fiscal e de apropriação. A medição de BS&W deve considerar a necessidade de medidores em linha com o processo. Deverão ser previstas amostragem manual, para avaliação do resultado instantâneo da medição, e amostragem automática, para avaliação do resultado médio obtido durante a fase de coleta da amostra. Tais avaliações serão posteriormente utilizadas para o levantamento dos prazos de calibração dos medidores em linha.

Para a medição do gás estão previstos:

- Medidores do tipo placa-de-orifício, com incerteza de medição total do sistema de medição inferior a 1,5%, para medições fiscais. O emprego de medidores ultra-sônicos ou VCone será avaliado na fase de projeto;
- Medidores do tipo placa-de-orifício, com incerteza de medição total do sistema de medição inferior a 2%, para medições de apropriação (saída do separador de teste e *gás-lift* de teste);
- Medidores do tipo ultrassônico (modelo específico para esta aplicação), com incerteza de medição média do sistema de 3%, para medição com objetivos fiscais do flare de baixa-pressão e alta-pressão, embora com características técnicas de medição operacional conforme item 9.4.3 do Regulamento de Medição da ANP-INMETRO;
- Medição da composição do gás através de cromatografia com amostragem mensal para medição fiscal e trimestral para medição de

apropriação. A instalação de cromatógrafo de linha será avaliada durante o projeto.

Para a medição da água, estão previstos medidores do tipo magnético ou ultra-sônico (no mínimo 2 canais/feixes) com classes de exatidão 1,0%. Serão realizadas as medições da água produzida, descartada e injetada.

II.2.4.C.7 - Sistema de Geração de Energia de Emergência

Além dos 4 (quatro) turbogeradores biocombustíveis (com capacidade de 7.990 kW cada) e dos 3 (três) geradores auxiliares a diesel (com capacidade de 990 kW cada), o FPSO Cidade de Itajaí dispõe de 1 (um) gerador de reserva de 410 kW e capacidade nominal de 121 l/h para geração de energia em emergências. Os geradores auxiliares atuam no fornecimento de energia, independentemente da geração principal ou de emergência, ajudando a manter em operação os sistemas críticos que não podem ser interrompidos durante as situações de emergência. Essa energia é distribuída por cabeamento de emergência dedicado.

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

O sistema de geração de emergência opera independentemente do sistema principal, atendendo aos seguintes equipamentos da UEP:

- 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.

II.2.4.C.8 - Sistema de Coleta, Tratamento e Descarte/Destinação de Fluidos

Efluentes sanitários

O sistema de tratamento de efluentes sanitários do FPSO Cidade de Itajaí foi escolhido para possuir capacidade superior a 6,72 m³/d, de modo a atender a todos os 56 tripulantes, conforme os requerimentos desta CGPEG/IBAMA (0,12 m³/d por pessoa).

O sistema de tratamento de efluentes sanitários consiste 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.2.4-7**).

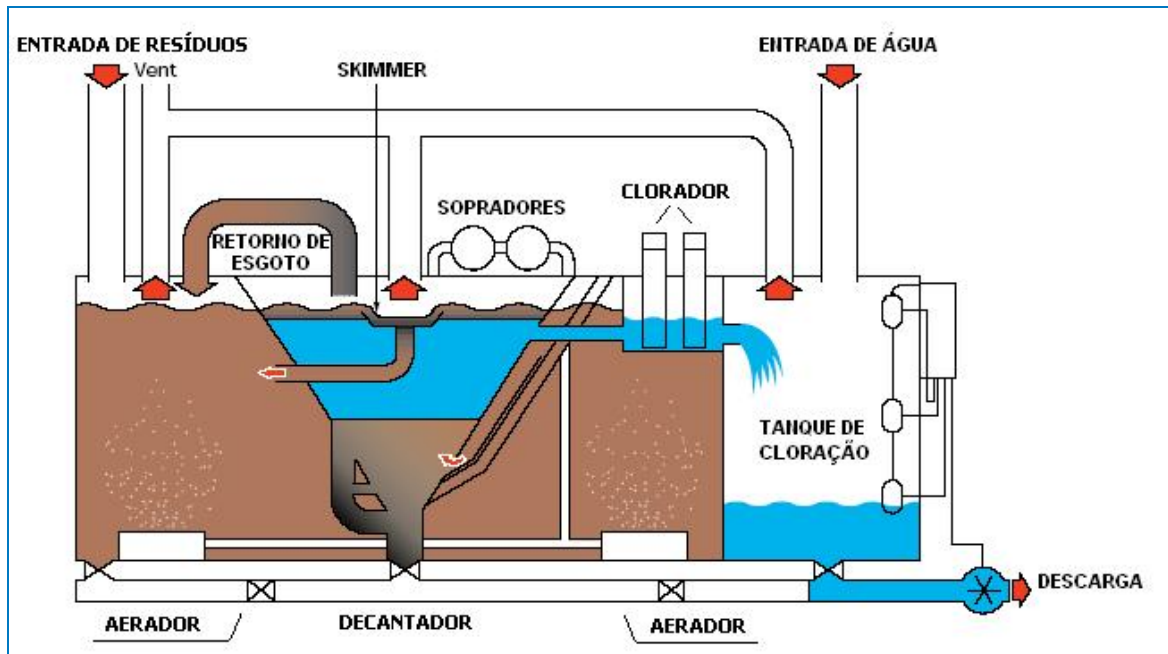


Figura II.2.4-7 - Desenho esquemático da Unidade de Tratamento de Esgoto do FPSO Cidade de Itajaí.

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 dessa plataforma 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 a unidade esteja a uma distância superior a 12 milhas náuticas da costa. A estimativa da quantidade de restos alimentares a serem gerados por 56 pessoas (capacidade do FPSO Cidade de Itajaí) é de 22,4 kg/d.

Todos os resíduos descartados serão registrados no livro de resíduos da plataforma, conforme solicitado pela MARPOL.

Os trituradores são submetidos à manutenção e inspeção segundo o programa de manutenção e inspeção da *Teekay Petrojarl*, a fim de manter os equipamentos operando dentro dos padrões estabelecidos.

Água de produção

O tratamento da água produzida tem como objetivo reduzir o teor de óleo a menos que 29 mg/l em volume, conforme preconizado pela Resolução CONAMA nº 393/07. Para atender a essa Resolução, a unidade de produção FPSO Cidade de Itajaí dispõe de sistema de tratamento de água produzida, com previsão de aditivos químicos, conforme apresentado no fluxograma a seguir.

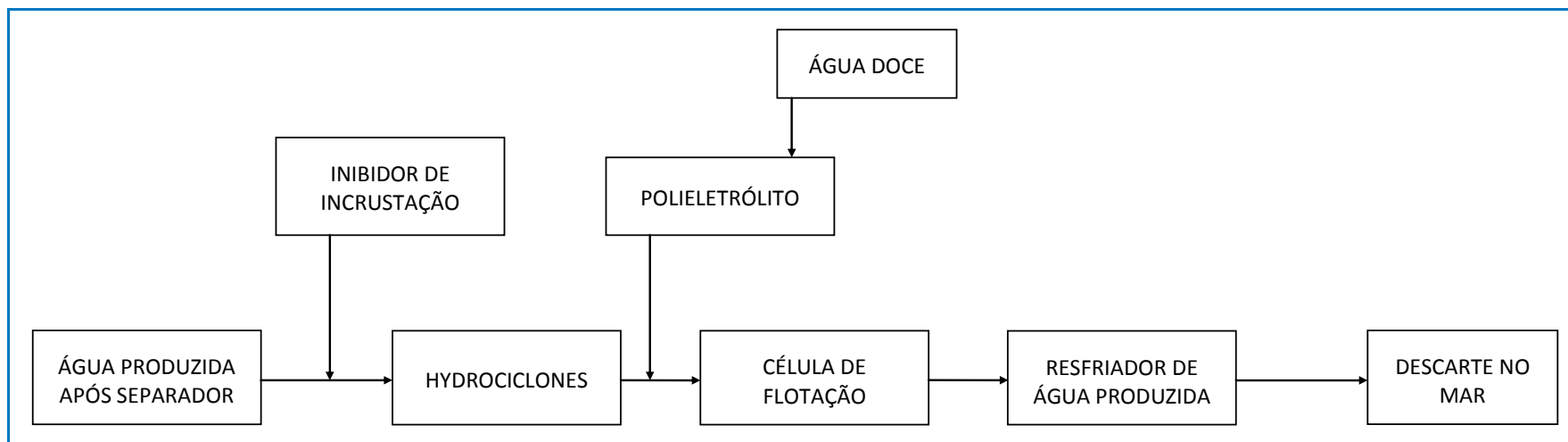


Figura II.2.4-8 - Planta de Injeção Química no Tratamento de Água Produzida

O sistema possui capacidade de tratar até 12.100 m³/d e é composto pelos seguintes equipamentos principais: hidrociclones, resfriadores de água produzida e flutadores. 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 os flutadores, que retiram o gás em solução da água. Por fim, a água produzida segue para o resfriador. Trata-se de um trocador de calor, cuja função é a redução da temperatura da água para o descarte. Ao sair do resfriador, a água produzida é descartada no mar com a temperatura máxima de 45°C e o gás enviado para a linha de inertização.

O teor de óleo na água descartada será monitorado e registrado, e caso ele ultrapasse a concentração de 29 mg/L, a válvula de descarga do costado do FPSO é automaticamente fechada, 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. O óleo removido no processo retorna ao separador para ser processado, e o gás segue para ser queimado no *flare*.

Drenagem de conveses e águas oleosas

O FPSO Cidade de Itajaí é provido 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.

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). 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 da unidade marítima são submetidos à manutenção e inspeção segundo o programa de manutenção e inspeção da *Teekay Petrojarl*.

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.

II.2.4.C.9 - Caracterização e Disposição de Rejeitos

A caracterização e a disposição de rejeitos gerados durante as atividades de desenvolvimento da produção de petróleo nas Áreas de Tiro e Sídon, 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

A **Tabela II.2.4-5** apresenta os indicadores de produção mensal de óleo, gás e água, em m³/d, previstos para as Áreas de Tiro e Sídon, na Bacia de Santos. A **Figura II.2.4-9**, a **Figura II.2.4-10** e a **Figura II.2.4-9** apresentam essas curvas de produção na forma de gráficos.

Tabela II.2.4-5 - Indicadores de produção para as Áreas de Tiro e Sídon

Data	Produção Prevista		
	Óleo (m ³ /d)	Gás (m ³ /d)	Água (m ³ /d)
31/12/2012	4351,21	203455,03	20,19
31/12/2013	10515,64	746167,94	203,95
31/12/2014	8341,18	1634988,50	344,86
31/12/2015	5422,56	1650000,25	874,97
31/12/2016	3629,37	1649999,75	1630,47
31/12/2017	2928,07	1650000,00	2183,10
31/12/2018	2313,47	1650000,00	2490,95
31/12/2019	1740,08	1650000,63	2708,94
31/12/2020	1460,33	1649999,75	3033,67
31/12/2021	1198,11	1649999,50	3374,87
31/12/2022	998,60	1433904,38	3687,92
31/12/2023	817,38	566568,00	3647,88
31/12/2024	598,83	560490,31	3804,25
31/12/2025	439,42	503723,84	3955,53

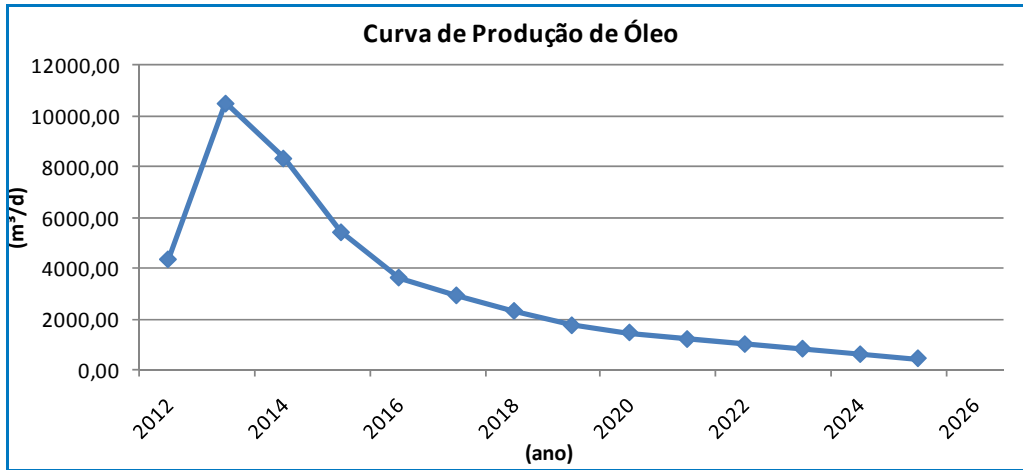


Figura II.2.4-9 - Curva de produção de óleo para as Áreas de Tiro e Sídón (BM-S-40)

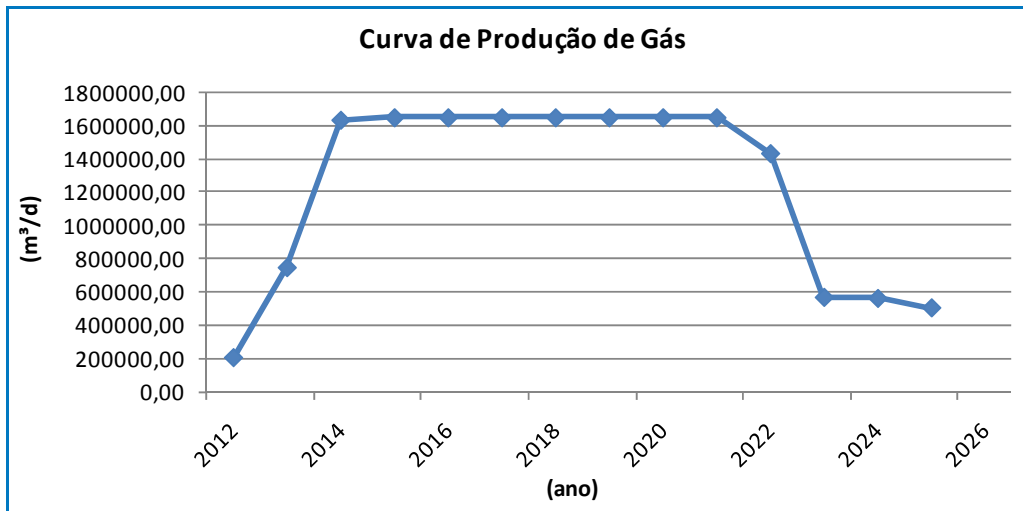


Figura II.2.4-10 - Curva de produção de gás para as Áreas de Tiro e Sídón (BM-S-40)

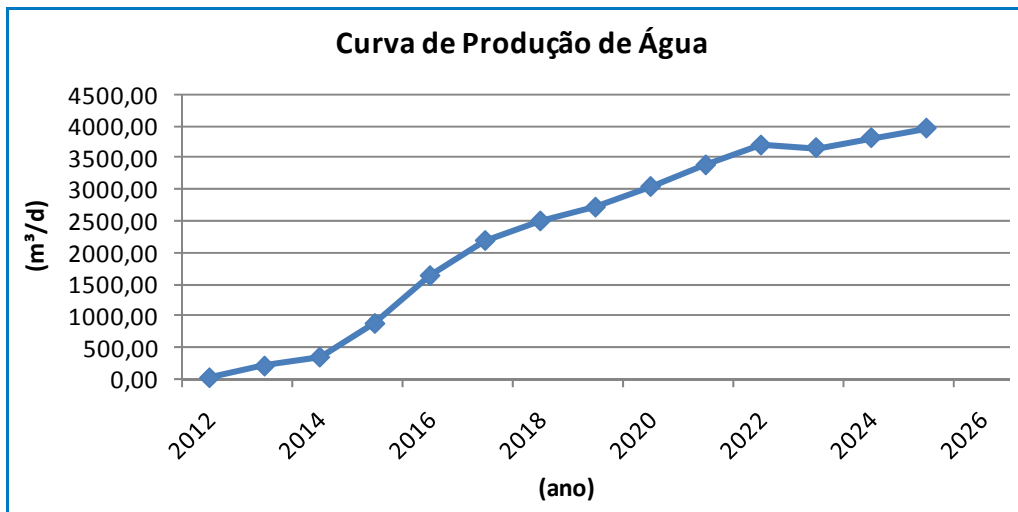


Figura II.2.4-11 - Curva de produção de água para as Áreas de Tiro e Sídon (BM-S-40)

II.2.4.E - Descrição das operações de intervenção

Caso seja necessário realizar algum tipo de intervenção nos poços durante o Desenvolvimento da Produção de Petróleo nas Áreas de Tiro e Sídon (BM-S-40), 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 na plataforma, 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 multilateral. 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

Conforme exposto anteriormente, o sistema de coleta dos campos de Tiro e Sídon contemplará a área do Bloco BM-S-40, com 11 poços interligados ao FPSO Cidade de Itajaí. O arranjo submarino das instalações pode ser visualizado na Planta II.2-3 ao final desta seção.

Resumidamente, o sistema submarino será composto por linhas de produção, linhas de serviço, linhas de injeção de água e gás, umbilicais de controle e Árvores de Natal Molhada (ANMs), conforme apresentado a seguir:

- Linha de Produção de 6", TEC 4;
- Linha de Serviço de 4";
- Linha de injeção de água 6";
- Linha de injeção de água 8" (apenas para o poço SIA1);
- Linha de injeção de gás 6";
- Umbilical de 15 funções + CE + CEP – Poços com BCSS (Sídon);
- Umbilicais padrão de 12 funções para poço produtor (Tiro);

- Umbilical de 12 funções +CE – Poço injetor de água SIA1 (ANM máster);
- Umbilical de 5 funções + CE – Poço injetores de água TIA1, TIA2 e SIA2 (ANM escrava);
- Umbilical de 12 funções +CE – Poço injetor de gás TIG1, que a partir de caixa de junção cederá às funções necessárias à ESDV.

Todos os poços produtores serão interligados de forma satélite. No caso dos poços injetores, foram considerados um par *piggy-back*, composto pelos poços SIA1 e SIA2 (SPS-63) e os demais poços satélites. Os poços produtores de Tiro (TP1, TP-2 e TP3) estão configurados em *cluster*, assim como os seus poços injetores de água (TIA1 e TIA2).

Informações mais detalhadas sobre cada uma destas instalações submarinas estão apresentadas a seguir.

Linhas de Coleta da Produção

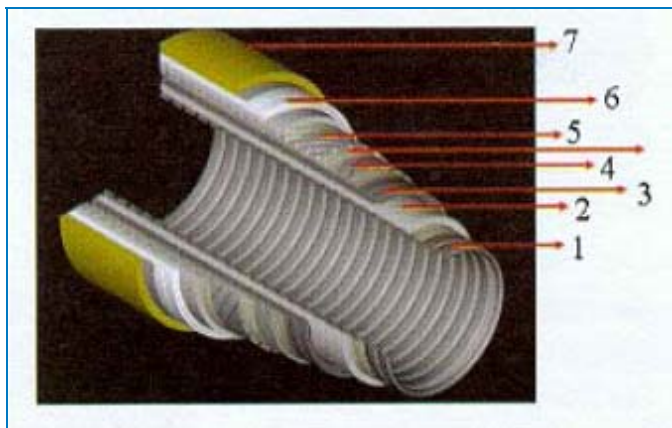
A PETROBRAS, em conjunto com os fornecedores, realizou análises dinâmicas globais de tensão e compressão nas camadas metálicas, e de instalação e fadiga nas linhas flexíveis e nos umbilicais de controle considerando as condições operacionais normais e as mais severas, nas fases de instalação e operação.

Os poços produtores serão distribuídos em grupos de 3 (três) em cada campo, sendo os poços de Tiro verticais produzidos por *gas-lift* e os de Sídon horizontais produzidos por meio de BCSS (Bombeio Centrífugo Submerso Submarino). Os poços injetores serão todos verticais, sendo 3 (três) deles no campo de Tiro, sob configuração satélite, e 2 (dois) em Sídon, sob configuração *piggy-back*.

Para os sistema de coleta de produção, as linhas serão flexíveis, com diâmetros internos de 6" (linhas de coleta) ou 4" (linhas de serviço) 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.2.4-12** 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.2.4-12 - 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.2.4-6** apresenta as principais características das linhas do sistema de coleta da produção.

Tabela II.2.4-6 - Características preliminares das linhas do Sistema de Coleta.

Área	Poço	Característica	Linha de Coleta		Riser de Coleta		Comprimento total (m)
			DN	Comprimento	DN	Comprimento (m)	
TIRO	TP1	produção	6"	4850	6"	510	5360
		serviço	4"	4870	4"	510	5380
	TP2	produção	6"	4535	6"	510	5045
		serviço	4"	4540	4"	510	5050
	TP3	produção	6"	4530	6"	510	5040
		serviço	4"	4535	4"	510	5045
	TIA1	injeção de água	6"	3560	6"	510	4070
	TIA2	injeção de água	6"	2560	6"	510	3070
TIG1	injeção de gás	6"	4780	6"	510	5290	
SÍDON	SP1	produção	6"	7470	6"	510	7980
		serviço	4"	7535	4"	510	8045
	SP2	produção	6"	6470	6"	510	6980
		serviço	4"	6530	4"	510	7040
	SP3	produção	6"	6680	6"	510	7190
		serviço	4"	6745	4"	510	7255
	SIA1	injeção de água	8"	4375	8"	510	4885
	SIA2	injeção de água	6"	2285	6"	0	2285

Todos os *risers* foram projetados suspensos em uma configuração do tipo "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.

Umbilicais de controle

Os umbilicais de controle serão do tipo eletro-hidráulico (UEH - *Umbilical eletro-hidraulico*), e serão responsáveis pelo acionamento das válvulas de fechamento e abertura dos poços por meio de um conjunto de mangueiras hidráulicas, alimentadas a partir de uma unidade hidráulica (HPU) instalada na plataforma e dimensionada para atender ao sistema hidráulico do arranjo submarino.

A **Figura II.2.4-13** apresenta o corte da seção transversal de um umbilical eletro-hidráulico típico para controle de poços de produção.



Figura II.2.4-13 - Vista da seção transversal de um Umbilical Eletro-Hidráulico.

Fonte: PETROBRAS.

A **Tabela II.2.4-7** apresenta as características preliminares dos umbilicais a serem utilizados em cada poço componente do Desenvolvimento da Produção de Petróleo nas Áreas de Tiro e Sídón.

Tabela II.2.4-7 - Características preliminares dos umbilicais de controle

Área	Poço	Composição	Comprimento (m)
TIRO	TP1	12F+CE	5.365
	TP2	12F+CE	5.045
	TP3	12F+CE	5.065
	TIA1	5F+CE	4.070
	TIA2	5F+CE	3.075
	TIG1*	12F+CE	5.295
SIDÓN	SP1	12F+CE+CEP	8.010
	SP2	12F+CE+CEP	7.015
	SP3	12F+CE+CEP	7.220
	SIA1	12F+CE	4.855
	SIA2 (SPS-63)	5F+CE	2.280

* OBS: O poço Injetor de Gás TIG1, deverá estar preparado para produção de óleo ou gás e UEH de 12F+CE com caixa de junção para divisão para ANM e ESDV.

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.

A priori, está prevista para as situações de paradas, injeção de óleo diesel através das linhas de serviço e, caso necessário, injeção de inibidor termodinâmico de hidratos (MEG, etanol ou glicol) por umbilical.

Árvores de Natal Molhada (ANMs)

Os poços satélites produtores serão equipados com ANMs dimensionadas para a pressão e temperatura de operação, respectivamente de 85 kgf/cm² e 75°C e interligadas ao FPSO por linhas flexíveis de 6" para produção e 4" para serviço, sendo pigáveis para fins de limpeza através das linhas de serviço.

Os poços injetores serão interligados ao FPSO por linhas de 6", a exceção do poço ligado em *piggy-back*, onde linha de 8" seguirá até a ANM mestra, sendo utilizada linha de 6" entre esta e a ANM "escrava". As linhas de coleta dos poços produtores serão isoladas termicamente para garantir o escoamento com temperatura, no mínimo, maior que a TDP (Temperatura de Deposição de Parafina) em 3°C, e fora da curva de dissociação de hidratos, utilizando TEC de 2 W/mK.

As ANMs a serem utilizadas no Desenvolvimento da Produção de Petróleo nas Áreas de Tiro e Sídón serão do tipo convencional (não horizontal), conforme apresentado na **Figura II.2.4-14** a seguir.

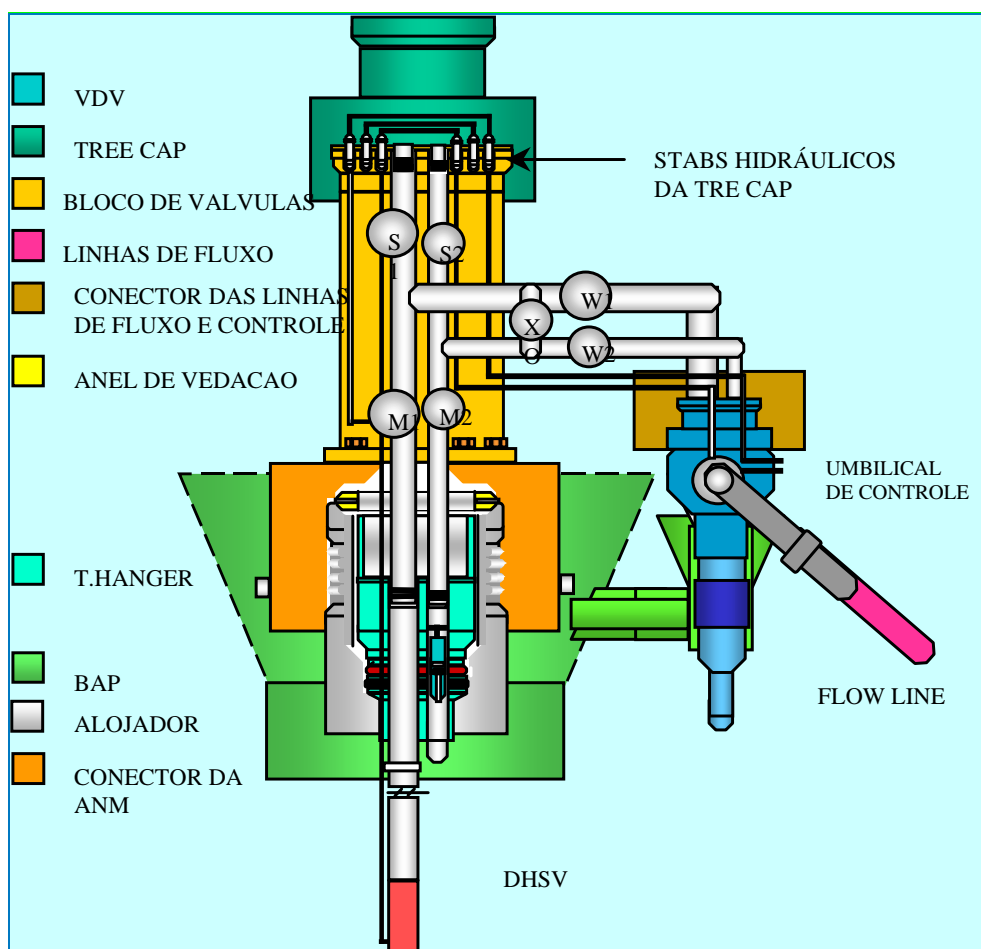


Figura II.2.4-14 - Esquema representativo de uma ANM convencional (não horizontal).

As especificações das ANMs e do sistema de interligação com a unidade de produção serão posteriormente encaminhadas a esta CGPEG/IBAMA.

II.2.4.G - Descrição das Operações de Instalação

Ancoragem da Unidade de Produção

Conforme exposto anteriormente, o FPSO Cidade de Itajaí será ancorado na locação entre as Áreas de Tiro e Sídón por meio de um sistema do tipo *Spread Mooring*. A descrição da instalação do sistema de ancoragem da unidade de produção e das linhas flexíveis está apresentada no subitem II.2.4.C.2 - desta seção.

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

Para a instalação do sistema de coleta do FPSO Cidade de Itajaí serão necessárias embarcações auxiliares, que irão realizar o lançamento de linhas flexíveis no fundo oceânico.

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.

Está prevista, 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*.

São apresentadas, a seguir, as etapas envolvidas na instalação das linhas submarinas integrantes do sistema de produção do FPSO Cidade de Itajaí, durante a sua atuação no Desenvolvimento da Produção de Petróleo nas Áreas de Tiro e Sídon, Bacia de Santos.

Cabe ressaltar que não há previsão de instalação de oleodutos rígidos para escoamento da produção, sendo o óleo armazenado no próprio FPSO até a 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 o FPSO Cidade de Itajaí. Estas linhas serão entregues ao navio de lançamento com todos os certificados de fabricação e de testes da integridade de suas estruturas, devidamente comprovados por uma entidade certificadora.

Durante a navegação para as Áreas de Tiro e Sídon, serão realizados testes de conexão das linhas, com o objetivo de prepará-las para o lançamento. 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.

A conexão (*pull-in*) das linhas flexíveis às ANMs será feita com o auxílio de ROV, 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 descerá, 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. Em seguida, deve ser feita uma inspeção para confirmar tanto a posição final das linhas no fundo do mar quanto a configuração final das catenárias das linhas.

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

São apresentados, a seguir, procedimentos que visam 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 que serão utilizadas na coleta de óleo, nas Áreas de Tiro e Sídon, 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 na 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 as características de estabilidade geológica da área em questão e do sistema de produção a ser instalado, pode-se afirmar que não é necessária a adoção de 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, serão utilizadas embarcações especializadas para a realização e apoio a este tipo de atividade, que irão auxiliar nas atividades de lançamento e *pull-in* das linhas.

Vale destacar que nos locais previstos para a locação a fisiografia é caracterizada por relevo pouco movimentado apresentando declividade inferiores à 1°. Mais informações sobre o relevo marinho das Áreas de Tiro e Sídon, no Bloco BM-S-40, 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 (**Figura II.2.4-15**). Tal equipamento é comumente utilizado em operações de interligação, intervenção e monitoramentos submarinos, em profundidades de até 3.000 m, podendo erguer e transportar cargas de até 5 t.



Figura II.2.4-15 - 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 do Desenvolvimento de Produção de Petróleo objeto 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.I - Descrição dos Procedimentos para Realização dos Testes de Estanqueidade das Linhas de Escoamento

II.2.4.I.1 - 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.

II.2.4.J - Descrição das Embarcações a Serem Utilizadas nas Operações de Instalação (exceto barcos de apoio)

Durante o Desenvolvimento da Produção de Petróleo nas Áreas de Tiro e Sídon (Bloco BM-S-40), 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

A caracterização química e físico-química da água produzida a ser gerada pelo Desenvolvimento da Produção de Petróleo nas Áreas de Tiro e Sídon, 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.

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.

Apesar do projeto ainda não estar em operação, foi realizada uma modelagem de descarte de água produzida (apresentada no **Anexo II.6-1**) com características representativas do efluente.

As simulações foram realizadas para um descarte contínuo na superfície, a partir de uma fonte de 14" de diâmetro com uma vazão máxima de 12.100 m³/dia.

Óleo Produzido

Da mesma forma que a água produzida, a caracterização química e físico-química do óleo a ser produzido nas Áreas de Tiro e Sídon e os testes de toxicidade agudo e crônico com os organismos *Mysidopsis juniae* e *Lytechinus variegatus*, serão posteriormente enviados a esta CGPEG/DILIC/IBAMA.

Efluentes das Plantas de Dessulfatação

Conforme já foi mencionado na descrição do sistema de separação e tratamento de água de injeção do FPSO Cidade de Itajaí, cerca de 25% do total de volume d'água enviado para o processo de dessulfatação será 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, acrescido do inibidor de incrustação, do sequestrante de cloro e do biocida. Como as atividades ainda não iniciaram, a **Tabela II.2.4-8** apresenta, como exemplo, uma comparação entre a água do mar e a água dessulfatada da URS do FPSO Brasil.

Tabela II.2.4-8 - Comparação entre a água do mar e a água dessulfatada da URS 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

Foi realizada uma modelagem de descarte de efluentes da Unidade Removedora de Sulfatos (URS), por ocasião da adição do biocida, cujas informações estão apresentadas na **Tabela II.2.4-9**. Ressalta-se que a vazão total considerada para fins de modelagem (3.825 m³/d) está diretamente relacionada ao funcionamento da URS, onde o volume descartado corresponde a 25% da capacidade de tratamento (15.300 m³/dia).

Tabela II.2.4-9 - Parâmetros utilizados para a elaboração da modelagem de descarte do efluente da Unidade Removedora de Sulfatos (URS) do FPSO Cidade de Itajaí.

CARACTERÍSTICAS DO DESCARTE	
Coordenadas do FPSO Cidade de Itajaí (Datum SAD 69)	26° 27' 51,40"S
	46° 31' 14,45"W
Lâmina d'água (m)	234 m
Diâmetro da tubulação de descarte (polegadas)	10
Orientação da tubulação de descarte	Horizontal
Vazão total do efluente (m ³ /dia)	3.825
Densidade (kg/m ³)*	1.028

*Como a URS dessas atividades ainda não entrou em operação, foram adotados os mesmos parâmetros utilizados na modelagem do efluente da unidade de dessulfatação do FPSO Brasil.

Fonte: PETROBRAS

Os resultados dessa modelagem podem ser consultados no **Anexo II.6-1** deste estudo e as fichas de segurança (FISPQs) dos aditivos químicos que poderão ser utilizados estão apresentados no **Anexo II.2-1**.

Da mesma forma que os demais efluentes, a caracterização química e fisico-química do efluente a ser gerado na URS e os testes de toxicidade agudo e crônico com os organismos *Mysidopsis juniae* e *Lytechinus variegatus*, serão posteriormente enviados a esta CGPEG/DILIC/IBAMA.

II.2.4.K.1 - Aditivos Químicos

Aditivos Químicos da Unidade de Remoção de Sulfatos (URS)

Os aditivos químicos a serem utilizados na Unidade de Remoção de Sulfatos (URS) serão um inibidor de incrustação, um sequestrante de cloro e um biocida,

cujos exemplos estão apresentados nas FISPQS presentes no **Anexo II.2-1**. Ressalta-se que o biocida será utilizado somente nas operações de manutenção, sendo descartado durante 1 (uma) hora apenas 2 (duas) vezes por semana.

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 cujas características são apresentadas na **Tabela II.2.4-10**.

Tabela II.2.4-10 - Composição dos produtos químicos utilizados na URS do FPSO Brasil.

Produto Químico	Função	Concentração (ppm)
Vitec 3000	Inibidor de incrustação	3
Antichlor	Sequestrante de Oxigênio	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.2.4-11**.

Tabela II.2.4-11 - Limiares de toxicidade considerados para o efluente da Unidade de Remoção de Sulfatos (URS) 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 Não-Observado.

Aditivos Químicos do Teste Hidrostático

As informações referentes aos aditivos químicos a serem utilizados no teste hidrostático serão posteriormente encaminhadas a esta CGPEG/IBAMA.

Aditivos Químicos da Produção

Os aditivos químicos da produção são produtos utilizados nas plantas de processo da unidade marítima e nas linhas do sistema de coleta e elevação, com diferentes funções, conforme apresentado abaixo:

- Inibidor de Hidrato;
- Silicone (Anti-Espumante);
- Antiincrustante;
- Desemulsificante;
- Polieletrólito;
- Inibidor de Parafina;
- Sequestrante de H₂S.

Os exemplos de produtos que poderão ser utilizados no Desenvolvimento da Produção de Petróleo no Bloco BM-S-40, Áreas de Tiro e Sídon estão caracterizados conforme suas respectivas FISPQs presentes no **Anexo II.2-1**.

Ressalta-se que estes produtos não serão descartados diretamente ao mar.

II.2.4.L - Caracterização Química e Físico-química da Água Produzida

Conforme informado anteriormente no subitem K.1, a caracterização química e físico-química deste efluente será feita após o início das atividades, 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 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 007/10 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 apresentados laudos de testes toxicológicos para tais produtos.

II.2.4.N - Emissões Decorrentes da Operação da Unidade

As estimativas qualitativas e quantitativas para as emissões atmosféricas, efluentes sanitários, bem como para os resíduos a serem gerados pelo FPSO Cidade de Itajaí durante a sua atuação na produção nas Áreas de Tiro e Sídón, são caracterizados a seguir.

Emissões atmosféricas

Geralmente, as principais emissões atmosféricas em condições usuais de operação de uma atividade de produção, são provenientes da queima de gás no *flare*. Neste projeto o *flare* somente será utilizado durante o comissionamento (duração de 7 dias) e em casos de emergência, o que reduzirá o impacto ao meio ambiente.

Por outro lado, haverão equipamentos na unidade como geradores, turbogeradores, bombas de incêndio e queimador de óleo térmico, movidos a gás e a diesel, que serão responsáveis pelas emissões atmosféricas do projeto em questão.

Todas as emissões a serem geradas na atividade serão inventariadas através do Sistema Informatizado da PETROBRAS denominado Sistema de Gestão Atmosférica (SIGEA).

Para quantificação dos principais poluentes previstos a serem emitidos pelo FPSO Cidade de Itajaí, foram identificados 2 (dois) cenários distintos de emissão atmosférica:

- Cenário I: refere-se à fase de instalação, nos momentos em que o FPSO já encontra-se na locação, mas a produção ainda não foi iniciada;
- Cenário II: refere-se à fase de operação, nos momentos em que o FPSO encontra-se na locação e em produção.

Os principais poluentes atmosféricos emitidos pelo FPSO Cidade de Itajaí 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 (HCT). Os valores mensais das emissões podem ser vistos na **Tabela II.2.4-12**, apresentada a seguir:

Tabela II.2.4-12 - Principais poluentes atmosféricos previstos a serem emitidos pelo FPSO Cidade de Itajaí

Fonte de Emissão	Cenário em operação	Unidade	NOx	CO	CH4	SOx	N2O	MP	HCT	HCNM	CO ₂	CO ₂ eq
Flare - cenário de "shutdown"	emergência	ton/mês	127,8	741	2568	0	6,899	186,9	4259	1691	236500	292566,7
Flare - parte da compressão fora	emergência	ton/mês	16,54	95,91	422,7	0	0,893	24,83	551,2	128,5	30100	39253,53
Flare - durante o comissionamento (7 dias)	situação normal	ton/mês	14,26	82,71	364,6	0	0,7701	21,41	475,4	110,8	25580	33475,33
Geradores Auxiliares Diesel (sistema 1)	I,II	ton/mês	13,51	2,914	0,3979	1,168	0,07405	0,9593	1,094	0,6964	532,3	563,6114
Geradores Auxiliares Diesel (sistema 2)	I,II	ton/mês	13,51	2,914	0,3979	1,168	0,07405	0,9593	1,094	0,6964	532,3	563,6114
Geradores Auxiliares Diesel (sistema 3)	I,II	ton/mês	13,51	2,914	0,3979	1,168	0,07405	0,9593	1,094	0,6964	532,3	563,6114
Bomba de Combate à incêndio - Diesel	I,II	ton/mês	15,73	3,392	0,4634	1,36	0,08622	1,117	1,274	0,8109	619,8	656,2596
Bomba de Combate à incêndio - Diesel	I,II	ton/mês	15,73	3,392	0,4634	1,36	0,08622	1,117	1,274	0,8109	619,8	656,2596
Gerador de emergência - diesel	emergência	ton/mês	5,598	1,207	0,1649	0,4839	0,03068	0,3975	0,4535	0,2886	220,6	233,5737
Turbogeradores gás (SGT 300) sistema 1	II	ton/mês	10,31	2,645	0,2771	0	0,09667	0,2128	0,3448	0,06767	4053	4088,787
Turbogeradores gás (SGT 300) sistema 2	II	ton/mês	10,31	2,645	0,2771	0	0,09667	0,2128	0,3448	0,06767	4053	4088,787
Turbogeradores gás (SGT 400) sistema 1	II	ton/mês	14,35	3,682	0,3857	0	0,1345	0,2962	0,4799	0,09418	5641	5690,795
Turbogeradores gás (SGT 400) sistema 2	II	ton/mês	14,35	3,682	0,3857	0	0,1345	0,2962	0,4799	0,09418	5641	5690,795
Turbogeradores diesel (SGT 300) sistema 1	I	ton/mês	18,61	0,0695	0	8,048	0	0,2527	0,00862	0,00862	3669	3669
Turbogeradores diesel (SGT 300) sistema 2	I	ton/mês	18,61	0,0695	0	8,048	0	0,2527	0,00862	0,00862	3669	3669
Turbogeradores diesel (SGT 400) sistema 1	I	ton/mês	25,9	0,09672	0	11,2	0	0,3517	0,012	0,012	5106	5106
Turbogeradores diesel (SGT 400) sistema 2	I	ton/mês	25,9	0,09672	0	11,2	0	0,3517	0,012	0,012	5106	5106
Queimador de óleo térmico à diesel	II	ton/mês	3,69	0,9645	0,04167	8,929	0,05016	0,3858	0,1073	0,06559	4070	4086,425
Queimador de óleo térmico à gás	II	ton/mês	0,2201	0,1705	0,00467	0	0,004465	0,01542	0,02234	0,01768	350,9	352,3822

Efluentes

Durante o Desenvolvimento da Produção de Petróleo no Bloco BM-S-40, Áreas de Tiro e Sídon serão gerados e descartados efluentes sanitários, água de produção e efluentes da Unidade Removedora de Sulfatos (URS).

Conforme informado no subitem II.2.4.C deste documento, a geração de efluentes sanitários será de aproximadamente 6,72 m³/d, considerando a capacidade da unidade para 56 pessoas e os requerimentos desta CGPEG/IBAMA que estipula 0,12 m³/d por pessoa.

A quantidade de água produzida a ser gerada durante as atividades pode ser consultada na **Tabela II.2.4-5** (item II.2.4.D), onde nota-se que a produção é crescente ao longo da duração, sendo a máxima de 3.955,53 m³/d a ser atingida em 2025.

Já a quantidade de efluente da planta de dessulfatação a ser descartado é estimado em 3.825 m³/d, cujo valor foi utilizado para elaboração da modelagem apresentada no **Anexo II.6-1**.

Restos Alimentares

Os restos alimentares produzidos no FPSO Cidade de Itajaí 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 56 pessoas é de 22,4 kg/d.

Água de Resfriamento

As informações referentes ao sistema de captação e descarte de água para o resfriamento dos equipamentos da planta de processo do FPSO Cidade de Itajaí serão posteriormente encaminhadas a esta CGPEG/IBAMA.

II.2.4.O - Perspectivas e Planos de Expansão da Produção

O projeto de Desenvolvimento de Petróleo nas Áreas de Tiro e Sídon (Bloco BM-S-40) apresenta sinergia com outros projetos, criando uma infraestrutura que contribuirá para viabilização comercial de campos adjacentes, ainda em estudo pela PETROBRAS. Enquadram-se neste caso os campos do Polo Integrado (Tubarão, Estrela do Mar, Caravela, Cavalo Marinho), cuja produção será parcialmente interligada ao sistema de produção de Tiro e Sídon. O campo de Tubarão é portador de óleo (46°API) e gás, com potencial de produção estimado em 6.000 bpd de óleo e 700 mil m³/d. O campo de Estrela do Mar possui óleo e gás associado com alta RGO e °API superior a 40, tendo um potencial de produção de 10.000 bpd e 250 mil m³/d de gás quando plenamente desenvolvido. Em Caravela o óleo é leve (40° API), com potencial de produção de 11.000 bpd no pico de produção e gás associado com potencial de 386 mil m³/d. O campo de Cavalo Marinho é portador de óleo leve (43°API) com gás associado, o primeiro com potencial de produção de 18 mil bpd e o segundo de 800 mil m³/d. Ademais, existem perspectivas exploratórias no bloco BM-S-41 com previsão de perfurar 13 poços até 2014.

Todos estes campos têm a PETROBRAS como operadora, mas como possuem algum tipo de limitação técnico-comercial que inviabiliza sua exploração individualmente, estuda-se uma solução integrada. Os estudos para o desenvolvimento destes prospectos ainda estão em fase inicial, mas já está prevista a exportação do gás associado através de um gasoduto de 10", com 200 km de comprimento, interligando as áreas produtoras ao Terminal São Francisco (TEFRAN), onde deverá uma Unidade de Tratamento de Gás.

II.2.4.P - Infraestrutura de Apoio

As bases de apoio para as atividades relacionadas ao Desenvolvimento da Produção de Petróleo no Bloco BM-S-40 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 nas Áreas de Tiro e Sídon utilizarão uma base de apoio marítimo e uma base de apoio aéreo, de acordo com a demanda de equipamentos/serviços. Tais bases estão descritas a seguir.

Base de Apoio Marítimo

Porto de Itajaí

A base de apoio marítimo a ser utilizada durante as atividades será o terminal portuário da PETROBRAS no município de Itajaí, localizado à margem direita do rio Itajaí-Açú, no estado de Santa Catarina. Esse porto está instalado em uma área de 20.000 m² e é dotado de toda infraestrutura de apoio logístico (abastecimento de água, diesel, armazéns, equipamento para movimentação de cargas, etc.).

O Porto de Itajaí pode ser acessado pela BR-101 que faz ligação com Florianópolis e região sul do estado e com o Rio Grande do Sul e, ao norte, comunica-se com Joinville, o norte do estado e Curitiba (PR). Além da BR-101, destaca-se a BR-470, que liga Itajaí a todo o oeste do estado, passando por municípios como Blumenau e Lages. A **Figura II.2.4-16**, a seguir, apresenta a vista aérea da área ocupada pelo porto privado da PETROBRAS.



Figura II.2.4-16 - Terminal Portuário da PETROBRAS em Itajaí.

Fonte: Arquivo PETROBRAS 2006.

O porto da PETROBRAS em Itajaí está localizado no seguinte endereço comercial:

Rua Arnoldo Lopes Gonzaga, 155, Imaruí, Itajaí, SC - CEP: 88.305-101

Tel.: (47) 3341-3575

Os acessos podem ser feitos das seguintes maneiras:

- **RODOVIÁRIO** - Pela rodovia BR-470, que liga Itajaí ao oeste de Santa Catarina; e pela rodovia BR-101, que liga Itajaí a região sul do estado e ao Rio Grande do Sul e, ao norte, a Joinville, ao norte do estado e a Curitiba (PR) (**Figura II.2.4-17**).
- **FERROVIÁRIO** - Não há.
- **MARÍTIMO** - O acesso marítimo ao Porto de Itajaí é feito por um canal de 3,2 km de extensão, 100 m de largura e 10 m de calado. O canal da barra possui 1,5 km de comprimento, 100 m de largura (sobre-largura de 50 m) e 11 m de calado. Destaca-se que há 2 (dois) molhes, Norte e Sul, de aproximadamente 800 m de extensão cada, que protegem o canal de acesso.

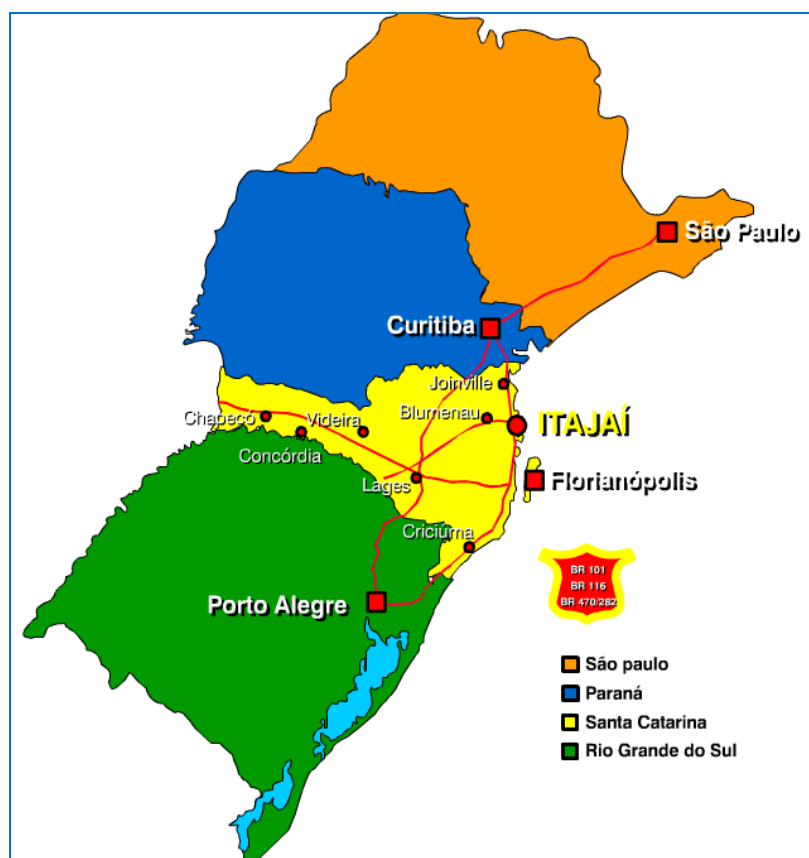


Figura II.2.4-17 - Acessos Rodoviários.

Fonte: http://www.portoitajai.com.br/localizacao/mapa_sul.php

Instalações e Serviços

O porto de Itajaí possui um cais de 740 m, que é dividido em 4 (quatro) berços, dos quais 3 (três) obedecem aos critérios da Norma que trata de tráfego marítimo e serviços. O porto conta também com um píer de passageiros, que apresenta as seguintes características: 700 m² de plataforma em concreto, com 5 (cinco) “dolphins” (2 (dois) de amarração e 3 (três) de atracação); 10 m de calado; bacia de evolução para navios de até 270 m de comprimentos; 78 m de plataforma. Dentre os serviços disponíveis, podem ser destacados: suprimento de água (há 12 hidrantes de 2” com vazão de 10 m³/s e um reservatório com capacidade de armazenamento de 200 m³); suprimento de energia elétrica (não há disponível para navios, apenas para contêineres *reefers* e caminhões frigoríficos); suprimento de óleo (o agente marítimo local será responsável pelo suprimento, realizado por caminhões-tanques de revendedores autorizados); 4 (quatro) rebocadores de diferentes potências.

A cópia da Licença de Operação do Porto privado da PETROBRAS é apresentada no **Anexo II.2-2**.

Base de Apoio Aéreo

Aeroporto Internacional Ministro Victor Konder (Aeroporto de Navegantes)

A atividade de Desenvolvimento de Produção de Petróleo nas Áreas de Tiro e Sídon, no Bloco BM-S-40, utilizará o Aeroporto Internacional Ministro Victor Konder (Aeroporto de Navegantes) como base de apoio aéreo.

A área do sítio aeroportuário é de 680.633,3 m² enquanto a do pátio das aeronaves é de 20.276 m². A pista de pouso possui 1.701 m de extensão e 45 m de largura. O terminal de passageiros possui capacidade (por ano) de 658 passageiros simultaneamente e área de 5.200 m². O aeroporto ainda conta com um estacionamento com 262 vagas, 16 posições de *check-in* e 6 (seis) posições de estacionamento de aeronaves (sem ponte de embarque).

O aeroporto está localizado a cerca de 12 km do centro de Navegantes no seguinte endereço comercial:

Praça Mal. do Ar Eduardo Gomes s/nº, São Domingos, Navegantes, SC -
CEP: 88.375-000

Tel.: (47) 3342-9200 / Fax: (47) 3342-1654

A cópia da Licença de Operação do Aeroporto de Navegantes será posteriormente disponibilizada a esta CGPEG/IBAMA.

II.2.4.Q - Desativação da Atividade

Com a finalização das atividades do Desenvolvimento da Produção de Petróleo nas Áreas de Tiro e Sídon, 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 N° 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 N° 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 apresentado nos quadros a seguir.

Quadro II.2.5-1 - Alternativas para Redução dos Impactos na Saúde do Trabalhador causados pelos Riscos Físicos

Risco: Calor	
Alternativa Tecnológica	Objetivo
O gás produzido excedente será utilizado no sistema de gás- <i>lift</i> e enviado ao poço de injeção de gás.	Eliminar os níveis de radiação térmica nas áreas do entorno em função da queima de gás.
A altura da torre do <i>flare</i> dimensionada para minimizar o impacto causado ao trabalhador pela radiação térmica (na ocorrência da queima de gás, em condições de emergência).	Garantir que os níveis de radiação térmica nas áreas do entorno do <i>flare</i> 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 <i>flare</i> .
Risco: Ruído	
Alternativa Tecnológica	Objetivo
O gás produzido será utilizado como combustível no sistema de geração de energia para a unidade. O excedente será utilizado no sistema de gás- <i>lift</i> e enviado ao poço de injeção de gás.	Reduzir os níveis de ruído provenientes da queima contínua de gás.
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.

Quadro II.2.5-2 - 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.
Tratamento da água produzida.	Reduzir o teor de óleo em água possibilitando o descarte no mar, conforme legislação vigente.
Sistema de coleta e destinação de óleos sujos resultantes da manutenção de equipamentos (em tambores metálicos com fechamento hermético) devidamente identificados.	Destinação final adequada em terra.
O gás produzido será utilizado como gás combustível no sistema de geração de energia da unidade e o gás excedente será injetado no poço.	Minimizar os gases a serem queimados no <i>flare</i> , diminuindo assim a carga de emissão, 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 a exposição de trabalhadores a gases nocivos ao sistema respiratório em ambientes confinados.
Utilização de sistemas de <i>flare</i> e <i>vents</i> 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.

Quadro II.2.5-3 - Alternativas para Redução dos Impactos na Saúde do Trabalhador causados pelos Riscos Biológicos

Risco: Biológico	
Alternativa Tecnológica	Objetivo
Sistema de tratamento de efluentes sanitários.	Dispor adequadamente em terra o lodo gerado e descartar o efluente ao mar, conforme legislação vigente.
A água potável para consumo humano passará por um tratamento eletrostático para remoção da salinidade, para em seguida ser distribuída aos consumidores.	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.

**Quadro II.2.5-4 - 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.
Tanques de armazenamento de óleo contendo sistemas de medidores de nível e pressurização com gás inerte com teor de oxigênio monitorado.	Prevenir a formação de vácuo e de atmosferas inflamáveis e explosivas.
Durante as operações de carregamento de óleo e alívio (<i>offloading</i>) é utilizado um fornecimento de gás inerte e ventilação controlada por válvula de controle. Como redundância é instalada uma válvula de segurança independente da linha de ventilação.	Proteger os tanques de óleo e <i>slop</i> de sobre-pressão.
Tanques providos de sensores que enviam sinais a um sistema supervisor.	Garantir a segurança da operação na transferência do óleo.
Sistema de <i>vents</i> para escape de gases provenientes dos processos.	Aliviar a pressão.
Os poços de produção serão equipados com sensores de pressão e temperatura de fundo de poço.	Coletar informações e monitorar sinais lidos pelos diferentes sensores instalados.
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.