

Apresentamos, a seguir, a Caracterização da Atividade de Produção e Escoamento de Gás Natural e Petróleo do Campo de Camarupim, Bacia do Espírito Santo, que será realizada através da instalação e operação do FPSO Cidade de São Mateus.

Ressaltamos que a metodologia de desenvolvimento aplicada em sua elaboração foi a mesma utilizada na elaboração da Caracterização da Atividade do Módulo II do Sistema de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Campo de Golfinho, já apresentada a esta CGPEG/IBAMA, no estudo que subsidiará a instalação e operação do FPSO Cidade de Vitória.

II.2 - CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE

II.2.1 - Apresentação

A) Objetivos da atividade

A instalação de uma unidade de produção no Campo de Camarupim tem como objetivo principal aumentar a oferta de gás natural nacional no mercado brasileiro, contribuindo para acompanhar o crescimento do consumo deste.

O presente projeto faz parte do Plano de Antecipação da Produção Nacional de Gás Natural - PLANGAS, que corresponde a um programa com um conjunto de projetos interdependentes visando um esforço concentrado de antecipação de projetos para produção de gás.

Assim, o Campo de Camarupim estará operando inicialmente com poços produtores de gás. Contudo, novos poços produtores de óleo ou de gás poderão ser interligados à Unidade FPSO Cidade de São Mateus no caso de novas descobertas. Por esta razão, neste estudo está sendo contemplada tanto a produção de gás quanto a de óleo.

B) Cronograma preliminar da atividade, apresentando a previsão das diferentes etapas de sua execução.

C) Localização e limites do Bloco/Campo em mapa geo-referenciado.

A área do Campo de Camarupim encontra-se localizada na porção central da Bacia do Espírito Santo, a cerca de 40km do continente, sendo o município de Aracruz, o ponto em terra mais próximo do local de realização das atividades da Fase de Produção.

A Figura II.2.1-2 apresenta a área de desenvolvimento do Campo de Camarupim, dentro do qual o FPSO Cidade de São Mateus estará localizado durante a realização da Fase de Produção.

A tabela a seguir apresenta as coordenadas do ring fence do Campo de Camarupim.

Tabela II.2.1-1 – Coordenadas geográficas do ring fence de Camarupim.(Datum: SAD 69).

Ponto	Latitude	Longitude
1	19° 55' 00,000" S	39° 39' 03,750" W
2	19° 55' 00,000" S	39° 35' 18,750" W
3	19° 57' 11,250" S	39° 35' 18,750" W
4	19° 57' 11,250" S	39° 39' 03,750" W
5	19° 55' 00,000" S	39° 39' 03,750" W

D) Informar o número total de poços que serão interligados ao sistema de produção. Informar, para cada poço: a localização (coordenadas), a lâmina d'água, profundidade final estimada por fases, diâmetros e inclinação, caracterizando aqueles que serão utilizados para injeção e produção, e, para estes, indicar quais possuem surgência natural e quais utilizam métodos suplementares de recuperação.

Ao FPSO Cidade de São Mateus, poderão ser interligados, durante a fase de produção, 13 (treze) poços produtores de gás, 6 (seis) poços produtores de óleo e 2 (dois) poços injetores de água. A produção de hidrocarbonetos no Campo de Camarupim será realizada inicialmente através de três poços produtores de gás.

Esses três poços têm perfuração prevista para o final do ano de 2007 e para o ano de 2008. Todos os três poços são do tipo horizontal, com cerca de 1000 metros de extensão cada.

A Tabela II.2.1-2 apresenta a identificação dos três poços produtores do Campo de Camarupim, com as respectivas coordenadas UTM da cabeça do poço e as profundidades.

Em relação ao método de elevação, os três poços produtores de gás serão surgentes e fluirão para o FPSO Cidade de São Mateus com energia própria do reservatório.

Tabela II.2.1-2- Identificação dos poços do Campo de Camarupim com localização e método de elevação.

POÇO A SER INTERLIGADO	COORD. CAB. POÇO (UTM)		LDA (m)	MÉTODO DE ELEVAÇÃO
	LESTE (m)	NORTE (m)		
PRODUTOR 1	435.318	7.797.091	871	Surgente
PRODUTOR 2	435.920	7.797.291	871	Surgente
PRODUTOR 3	434.882	7.796.091	871	Surgente

As tabelas a seguir apresentam as especificações do projeto conceitual em relação à configuração dos revestimentos, os diâmetros, as inclinações e as profundidades de cada fase dos três poços produtores do Campo de Camarupim.

Tabela II.2.1-3 - Indicação dos revestimentos, inclinações e profundidades dos poços produtores do Campo de Camarupim.

POÇO A SER INTERLIGADO	Fase do Poço-diâmetro	Revestimento da fase (")	Inclinação da fase (graus)	Profundidade medida da fase (m)
Produtor 01, 02 e 03	1 - 36"	30"	0°	916,0 m
	2 - 17 1/3"	20"	0°	1.926,0 m
	3 - 12 1/4"	9 5/8"	80°	3.739,0 m
	4 - 8 1/2"	OHGP *	90°	4.744,0 m

* Open Hole Gravel Pack

E) Localização da Unidade de produção na área de implantação do empreendimento, apresentando a informação em base cartográfica georeferenciada, situando ainda todos os poços e dutos que irão compor o sistema de produção/escoamento.

A unidade de produção FPSO Cidade de São Mateus será ancorada nas coordenadas N7797159.426 e E433687.230 , UTM (SAD 69). A profundidade nesta área é de aproximadamente 800 metros.

O arranjo submarino do Campo de Camarupim consta da Figura II.2.1-3, e inclui detalhes da ancoragem da Unidade Estacionária de Produção (UEP), que será realizada através de um sistema de diversos pontos (*spread mooring*).

O gasoduto a ser lançado entre a unidade de produção FPSO Cidade de São Mateus e a Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas - UTGC apresenta as seguintes coordenadas da sua diretriz (Tabela II.2.1-4).

Tabela II.2.1-4 - Coordenadas da diretriz do gasoduto (Datum: SAD 69).

Ponto	Latitude	Longitude
1 (lado FPSO Cidade de São Mateus)	7.798.876	428.635
2	7.800.068	427.967
3	7.801.122	427.709
4	7.841.859	430.027
5	7.843.865	428.691
6 (lado UTGC)	7.845.917	422.791

F) Informar qual a contribuição da atividade objeto do EIA para o setor industrial petrolífero, em termos percentuais de produção.

Utilizando-se dados da ANP, apresentados na Tabela II.2.1-5, a produção nacional de gás de Maio de 2006 totalizou 49.769.000 m³/dia. A previsão de produção de gás do Campo de Camarupim por dia é de 3.000.000 m³, o que representará 6,02% de contribuição na produção nacional. Um percentual significativo para a economia do Brasil. Deve-se ressaltar que os valores acima apresentados correspondem ao momento considerado e que a projeção destes valores para todo o período de operação desta unidade poderá não corresponder

à realidade. Dessa maneira, é praticamente impossível fazer projeções exatas com respeito à evolução da produção nacional e a real contribuição da produção do projeto do Campo de Camarupim em termos percentuais para o setor industrial petrolífero.

Tabela II.2.1-5 - Produção de Gás Natural no Brasil (terra e mar) 2003-2006.

DADOS	2003 (mil m ³ /dia)	2004 (mil m ³ /dia)	2005 (mil m ³ /dia)	2006 (mil m ³ /dia)
Janeiro	42.487	44.559	47.429	46.985
Fevereiro	43.117	45.489	46.787	47.706
Março	42.440	46.248	47.471	47.626
Abril	42.781	46.364	49.060	48.915
Maio	41.683	44.928	50.288	49.769
Junho	41.058	46.359	50.045	
Julho	42.804	47.208	49.136	
Agosto	44.252	47.017	48.549	
Setembro	45.113	47.253	47.261	
Outubro	45.266	47.228	48.263	
Novembro	44.367	45.564	49.888	
Dezembro	43.818	48.159	47.623	
Total do ano	519.186	556.376	581.800	241.001

Fonte: <http://www.anp.gov.br/doc/gas/2006/boletimgas200605.pdf> - Tabela 2.1

Dados consultados em 21/09/2006.

II.2.2 - Histórico

A) Histórico de todas as atividades petrolíferas realizadas anteriormente no Bloco/Campo.

O Bloco BES-100 teve seu contrato, de número 48000.003535/97-00, assinado junto à Agência Nacional de Petróleo (ANP), em 06/08/1998, abrangendo uma área de 5.477,77 km². A área correspondente ao bloco possuía até então apenas 2 poços perfurados e somente levantamento sísmico 2D, em um total de 23.436 km de linhas sísmicas.

A assinatura do contrato com a ANP levou a Petrobras a assumir um compromisso inicial de realizar e processar 20.000 km de sísmica 3D e perfurar 03 poços exploratórios no Bloco BES-100. Neste sentido, foram perfurados 10 poços exploratórios, inclusive os poços descobridores ESS-120, ESS-123 e ESS-

131 e processados 26.040,60 km de sísmica 3D. O primeiro poço perfurado em atendimento a este contrato de concessão foi o poço 1-ESS-90A, cujo término da perfuração ocorreu em 06 de junho de 1999.

Os resultados destes estudos e perfurações exploratórias resultaram na descoberta de áreas portadoras de hidrocarbonetos, que foram extraídas do Bloco BES-100 quando de sua devolução para a ANP em agosto de 2003, passando então a representar áreas de retenção para pesquisa por parte da Petrobras.

A Petrobras iniciou o Plano de Avaliação da Área do ESS-123 tendo como objetivo principal determinar os volumes dos recursos descobertos e delimitar a área de ocorrência do(s) reservatório(s) que motivaram a apresentação do Plano.

O Plano de Avaliação na Área do ESS -123 constou da perfuração de poços exploratórios, entre eles o poço 4-ESS-164A, descobridor do Campo de Camarupim. A Declaração de Comercialidade da área foi emitida em dezembro de 2006.

B) Relato sumário do projeto como um todo, desde a sua concepção inicial, destacando-se os cuidados ambientais que foram tomados na fase de planejamento, incluindo: escolha do tipo de unidade de produção adequada, escolha da locação da unidade, escolha do traçado dos dutos, bem como suas técnicas de enterramento e adequação do sistema de escoamento da produção, e contratação de serviços de terceiros devidamente licenciados, entre outros.

A fase relativa à pesquisa de hidrocarbonetos no Bloco Exploratório BES-100 correspondeu à perfuração de poços exploratórios através de plataformas de perfuração e navios-sonda. As perfurações exploratórias aqui citadas estão amparadas legalmente pelo TAC de Perfuração da Área Geográfica do Espírito Santo, correspondente ao processo IBAMA 02022-003118/05, assinado no dia 27 de janeiro de 2006.

A unidade para desenvolver a produção comercial do Campo de Camarupim (FPSO Cidade de São Mateus) terá a capacidade de processamento e de exportação via gasoduto de 10 MM m³/d de gás.

Pretende-se que esta unidade venha garantir a utilização das melhores práticas em termos de cuidados ambientais e de segurança, exigindo-se sua certificação nos requisitos das normas internacionais e nacionais, tanto ambientais quanto de segurança e saúde.

A escolha da locação da unidade se deu em função da localização do reservatório e da distribuição dos poços produtores previstos para o empreendimento.

O gás produzido no Campo de Camarupim será processado pela UEP e será exportado para o continente através de um gasoduto conectado a um PLEM seguindo até a UTGC (Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas). Uma parte deste gás será consumida internamente nos diversos equipamentos da unidade, a exemplo das turbo máquinas e caldeiras para geração de energia.

Ressalta-se que a unidade de produção será equipada com um *flare* que deverá ser utilizado em casos de necessidade operacional ou emergência.

Para exploração das reservas serão utilizados três poços produtores de gás. Os poços a serem perfurado, serão do tipo horizontal. A utilização de poços produtores horizontais no interior dos reservatórios vem permitindo, além de uma maior capacidade de produção, uma análise mais detalhada do comportamento e das características técnicas de diversas partes do reservatório, possibilitando, tanto a obtenção de respostas mais precisas em relação ao comportamento dos fluidos no reservatório quando colocado sob produção, quanto a otimização do sistema de produção.

A Figura II.2.2-1 apresenta a concepção do sistema de produção proposto para o Campo de Camarupim, mostrando a unidade de produção, os poços produtores e as distâncias aproximadas do continente.

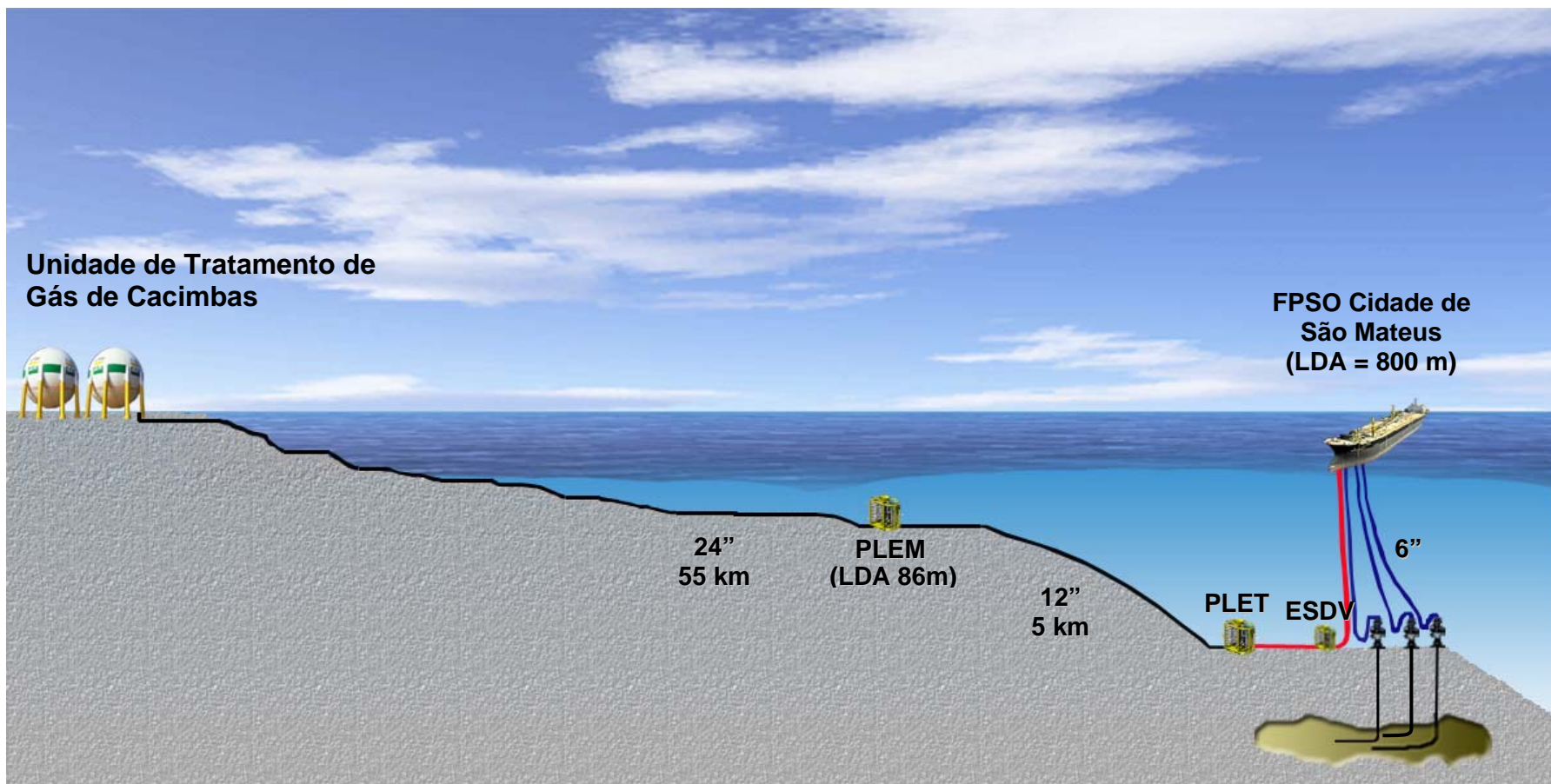


Figura II.2.2-1 - Esquema mostrando a concepção do sistema de produção do Projeto Camarupim.

A Tabela abaixo apresenta as principais características da concepção do sistema de produção do Projeto de Desenvolvimento do Campo de Camarupim.

Tabela II.2.2-1 -Principais características do sistema de produção do Campo de Camarupim

Sistema de produção do Campo de Camarupim	
Nº de poços produtores de gás	3
Esquema de completção	Faturamento e <i>Gravel Pack</i>
Comprimento médio do trecho horizontal	1000 m
Mecanismo de elevação	Surgência
Q líquido - Máx. em bbl/d	35.000
Q gás - Máx. em m³/d	3.000.000
Método de exportação do óleo	Navio aliviador
Destino do gás excedente	Exportação para o continente (UTGC)
Dimensões do Gasoduto – trecho PLEM / UTGC	Diâmetro: 24 pol
	Extensão: 55 km
Dimensões do Gasoduto – trecho UEP / PLEM	Diâmetro: 12 pol
	Extensão: 5 km

II.2.3 - Justificativas para o Empreendimento

A) Aspectos Técnicos

A exploração comercial de hidrocarbonetos em acumulações portadoras de óleos e gás no mar, sobretudo em águas profundas e ultraprofundas, representa um grande desafio tecnológico e econômico não somente para a Petrobras, mas também para as maiores companhias de petróleo em todo o mundo.

Pretende-se, para o Campo de Camarupim, a implantação de um sistema de produção de hidrocarbonetos, uma vez que o conhecimento dos parâmetros e principais características do reservatório suportam esta iniciativa da empresa. Contribui diretamente para esta afirmação o fato deste campo conter grandes volumes de gás, o que reduz consideravelmente as incertezas associadas ao processo de produção, sobretudo com relação ao sistema de elevação e escoamento em vazões comerciais.

Toda a tecnologia e experiência a serem utilizados na produção do Campo de Camarupim são amplamente conhecidas da empresa, que já as adota em outras áreas produtoras.

Ainda como justificativa técnica, deve-se ressaltar a reconhecida capacidade e posição de destaque que a Petrobras detém hoje para exploração e produção de hidrocarbonetos em áreas *offshore*, sobretudo em águas profundas e ultra profundas, dentro de margens confiáveis sob os aspectos de segurança operacional deste tipo de atividade.

A capacitação e liderança neste segmento da indústria petrolífera foram obtidas à custa de intensa pesquisa tecnológica ao longo dos anos, culminando com o desenvolvimento de uma tecnologia nacional voltada a este tipo de atividade. Neste sentido, a capacitação da empresa representa também uma forte justificativa técnica para a produção comercial no Campo de Camarupim, ressaltando que, além da empresa já vir explorando hidrocarbonetos na Bacia do Espírito Santo, vem ainda explorando hidrocarbonetos em campos situados em áreas com maior profundidade de água do que as existentes na área do Campo de Camarupim.

B) Aspectos Econômicos

Inicialmente, deve ser considerado que a implantação de qualquer sistema de produção de hidrocarbonetos, envolvendo ou não a construção e montagem de novas unidades de produção e do sistema de escoamento, aos quais sempre se associa uma ordem significativa de recursos financeiros, já representa um forte estímulo para o fortalecimento da indústria petrolífera e naval do país.

Durante a fase de operação, a manutenção dos equipamentos que compõem uma unidade produtora de hidrocarbonetos deste porte, representa, juntamente com outras unidades semelhantes em operação ou em montagem, o contínuo fortalecimento desta indústria.

Adicionalmente, a contratação de serviços e mão-de-obra, na fase de operação de uma unidade de produção, também envolve recursos significativos, capazes de promover a dinamização da renda nas localidades onde se inserem

estes tipos de empreendimento. Comprovando este fato, pode-se citar o desempenho industrial do estado do Rio de Janeiro nos anos de 1998 e 1999, superior à média do país, e que novamente se repetiu nos anos de 2000 e 2001, em grande parte proporcionada pela sua forte indústria petrolífera.

Para o caso específico do Projeto Camarupim, a implantação contribui para o desenvolvimento do pólo de produção de gás no Estado do Espírito Santo.

O gás produzido na área do Campo de Camarupim será tratado na UTGC, de onde será comprimido no gasoduto já existente, visando seu consumo industrial e residencial na região da Grande Vitória, enquanto a fração correspondente ao GLP será escoada para os centros consumidores em caminhões.

A acumulação correspondente à área do Campo de Camarupim, se encontra integralmente localizada na Bacia do Espírito Santo, em sua porção central, contribuindo para expandir reservas, produção e oferta de gás no país.

Desta forma, este empreendimento demonstra o potencial de produção da Bacia do Espírito Santo em termos de reservas comerciais, e representa um estímulo à continuidade das pesquisas geológicas visando à descoberta de novas áreas com potencial de produção comercial na bacia em questão. Tal situação representa, certamente, um aspecto econômico importante para o estado do Espírito Santo, uma vez que a continuidade do processo exploratório, tanto por parte da Petrobras como das outras operadoras que possuem concessões exploratórias nesta bacia, condiciona uma série de investimentos no estado.

Este fato, associado às perspectivas de outras descobertas na Bacia do Espírito Santo, é bastante significativo do ponto de vista econômico, sendo capaz de incrementar a economia no estado, a exemplo dos diversos fornecedores para a indústria petrolífera e das atividades de *supply* para os empreendimentos *offshore*. Desta forma, o empreendimento do Campo de Camarupim assume importância capital na medida em que representa um forte estímulo à busca de novas descobertas que gerem novos empreendimentos similares na Bacia do Espírito Santo.

Cabe ainda registrar o poder alavancador da indústria do petróleo no próprio setor industrial do estado do Espírito Santo, podendo-se citar a já implantada indústria de tubos de produção da Columbia Engenharia, que fornece tubos ranhurados para poços horizontais, além da implantação, pela Prysmian, de uma

fábrica de umbilicais para a indústria petrolífera na cidade de Vila Velha e a reforma da Plataforma P-34 para o Campo de Jubarte.

Deve-se ainda enfatizar como importante justificativa econômica para a implantação deste empreendimento, o fato de se tratar de uma acumulação de gás, que devido aos últimos acontecimentos no contexto geopolítico na América do Sul demanda um tratamento diferenciado, a fim de reduzir a dependência de fontes externas para o fornecimento deste recurso.

Deve ser ainda destacado que o aumento da produção de hidrocarbonetos será acompanhado do aumento da arrecadação de impostos (ICMS e Imposto de Renda) e *royalties* por municípios, estado e governo federal, além das receitas municipais que serão ampliadas através do recolhimento do ISS por parte das empresas prestadoras de serviço.

C) Aspectos Sociais

Dentre as justificativas sociais da instalação da atividade, destaca-se, além da manutenção do nível de emprego no segmento da indústria de petróleo no país, a geração de novos postos de trabalho, tanto direta como indiretamente, sendo de grande contribuição social do empreendimento em questão.

O aumento na produção de gás gera ainda uma maior confiabilidade no atendimento às demandas internas cujos reflexos sociais são bastante significativos. Além, disso, a necessidade de pessoal qualificado, provavelmente, ocasionará um aumento na capacitação de profissionais no setor petrolífero, uma vez que, espera-se um crescimento das atividades nesta área.

Convém considerar que, o pagamento dos *royalties* a estados e municípios, cuja aplicação, possibilitará investimentos nas áreas de saúde, saneamento básico e pavimentação, revertendo em melhoria na qualidade de vida das populações beneficiadas, uma vez que estas representam áreas de interesse da coletividade.

Ainda, com relação aos *royalties* a serem pagos, deve-se ressaltar a recente legislação que destina uma parte significativa dos recursos diretamente para o Ministério da Ciência e Tecnologia, que repassa parte destes recursos às

universidades do país, visando o desenvolvimento de pesquisas diversas na área de petróleo.

D) Aspectos Locacionais

A justificativa para localização da unidade de produção no Campo de Camarupim está relacionada diretamente com a posição compatível com as distâncias até os poços produtores que serão interligados à unidade.

Contribuiu, ainda, o fato de se ter maior conhecimento desta área, quanto à ocorrência de estruturas acumuladoras de hidrocarbonetos em relação a outras existentes, levando a uma maior confiabilidade para a escolha da locação.

E) Aspectos Ambientais

Para a implantação do empreendimento no Campo de Camarupim, a Petrobras utilizará, tanto para a fase de instalação como para a fase de operação, tecnologia totalmente conhecida e dominada, fruto de ampla experiência obtida em outras concessões para produção de óleo e gás em áreas *offshore*.

A disponibilidade de gás natural propiciará a utilização deste em substituição aos óleos combustíveis pesados ainda utilizados atualmente por grande parte das indústrias. A emissão de poluentes tais como gases e partículas na combustão do gás natural é muito menor que aquela relativa à queima de óleos pesados. Cabe destacar também o crescimento do número de veículos automotores que utilizam o gás natural como combustível.

Ressalta-se também que, com a execução das atividades de controle ambiental previstas neste documento e o monitoramento através dos Programas Ambientais a serem implementados pela Petrobras para a atividade a ser desenvolvida no Campo de Camarupim, o empreendimento em questão proporcionará um ganho de conhecimento desta região oceânica, tanto em termos de fauna, flora, como em monitoramento da qualidade da água no local do empreendimento.

A atividade de produção irá contribuir, através da execução de estudos e projetos continuados e, conseqüentemente, favorecendo um maior conhecimento da dinâmica nesta região. Além disto, as informações geradas por estes programas subsidiarão uma avaliação ambiental mais consolidada de atividades petrolíferas *offshore*.

Finalmente, deve-se ressaltar que um dos principais objetivos deste relatório é garantir o desenvolvimento sustentável de um projeto de produção de gás em águas oceânicas brasileiras, o que traz aspectos altamente positivos para diversos segmentos do país, tanto do ponto de vista sócio-econômico quanto ambiental.

II.2.4 - DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES

A) Descrição geral do processo de produção, caracterizando todas as suas etapas, incluindo as de controle, estocagem e transferência de óleo e gás.

O projeto no Campo de Camarupim consiste, resumidamente, do seguinte processo: o fluido proveniente dos poços é recebido no FPSO Cidade de São Mateus, onde é tratado separando gás e condensado e retirando água (com o uso de trietileno glicol), sendo o condensado incorporado à corrente de gás recomprimido e o fluido, agora desidratado, enviado pelo gasoduto de 24" de diâmetro até a UTGC.

Apresenta-se neste item a caracterização das etapas de produção, de estocagem e de transferência de gás e óleo durante a Fase de Produção no Campo de Camarupim.

A.1) Sistema de Produção

Visando a exploração comercial das reservas de hidrocarbonetos no Campo de Camarupim prevê-se o afretamento, posicionamento e manutenção da unidade FPSO Cidade de São Mateus nesta área.

O sistema de produção proposto, representado pela unidade FPSO Cidade de São Mateus, consiste em uma unidade flutuante ancorada, capaz de produzir, armazenar e transferir o óleo.

O sistema foi concebido para propiciar a interligação de poços produtores de óleo e gás de áreas que ainda estão em fase de avaliação exploratória.

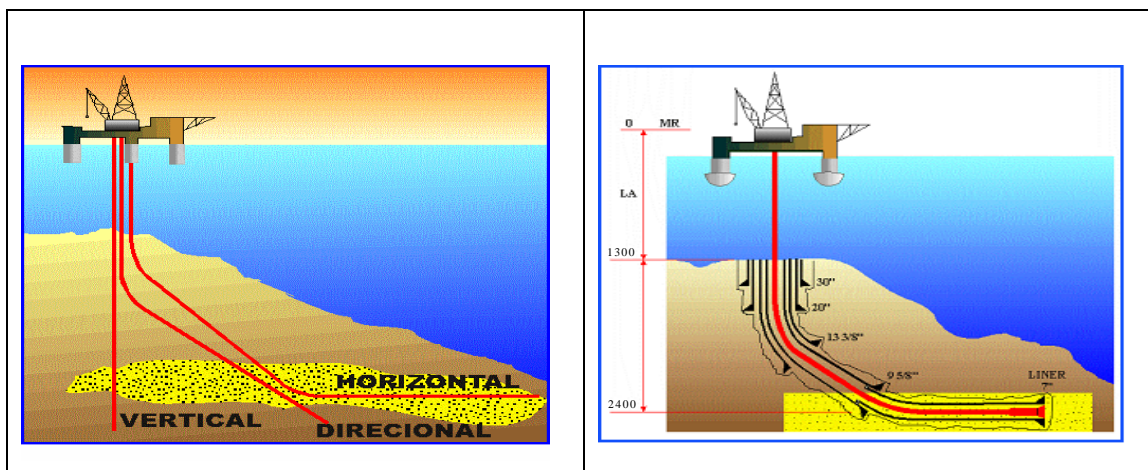
À esta unidade, durante a fase de produção, poderão ser interligados 13 (treze) poços produtores de gás, 6 (seis) poços produtores de óleo e 2 (dois) poços injetores de água. A profundidade d'água no local previsto para instalação desta unidade é de 800 metros sendo que a unidade será projetada para operar em lâmina d'água de até 1.500 metros.

O arranjo submarino previsto para a fase atual de produção é 3 (três) poços produtores de gás, perfurados em profundidade d'água entre 750 e 900 metros. A interligação individual dos poços à UEP se dará através de linhas flexíveis de 6" conectados às ANMs (Árvores de Natal Molhadas) assentadas no leito oceânico.

A produção prevista para o projeto é de aproximadamente 3.000.000 m³/d de gás e 1.000 m³ de condensado/dia.

No teste do Poço Exploratório 4-ESS-164A não houve produção de água, porém, estima-se com o uso de tabelas termodinâmicas e simuladores de fluxo, uma condensação de água de aproximadamente 18 m³/d.

Os poços produtores, a serem em perfurados, serão do tipo horizontal no interior do reservatório, para melhorar a sua produtividade. O ganho com a utilização desse tipo de projeto de poço pode ser visualizado nas Figuras II.2.4-1 e II.2.4-2, onde se apresentam os diferentes tipos de poços normalmente utilizados na indústria do petróleo. No poço horizontal a exposição da zona produtora é maximizada, devido ao aumento do comprimento efetivo do poço dentro do objetivo. Para os poços direcional e horizontal são utilizadas técnicas de desvio e perfuração direcional através de diversos equipamentos de orientação e controle de direção da trajetória.



Figuras II.2.4-1 e II.2.4-2 - Tipos de poços e configuração típica de poço horizontal.

O sistema de processamento de hidrocarbonetos para o FPSO Cidade de São Mateus será projetado para uma capacidade de produção e processamento de 10.000.000 m³/d de gás, 25.000 barris de óleo cru por dia (bpd), 10.000 barris de condensado por dia (bpd), tratamento de até 2.000 m³/dia de água produzida por dia e injeção de até 5.000 m³/dia de água dessulfatada.

O FPSO Cidade de São Mateus, será dotado de um sistema com capacidade de compressão e de exportação de 10.000.000 m³/dia de gás.

As linhas de produção dos poços serão conectadas ao FPSO Cidade de São Mateus através de *risers*, seguindo para os coletores denominados *manifolds* de produção na UEP, os quais receberão o fluxo proveniente da linha de produção de cada poço. Haverá ainda um *manifold* para teste individual de produção dos poços. Esta configuração será prevista tanto para a produção de gás como para a produção de óleo. As Figuras II.2.4-3 a e b trazem fluxogramas esquemáticos representando a chegada dos poços na unidade com o detalhe dos *manifolds*.

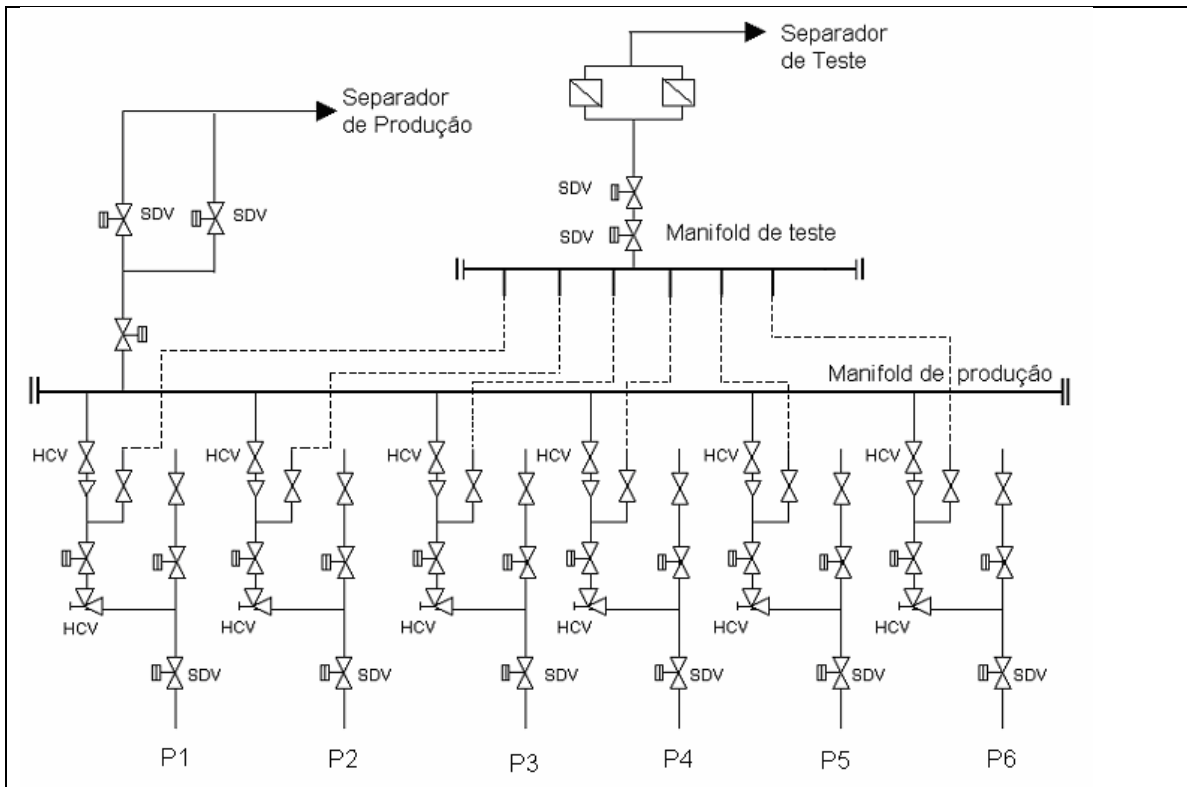


Figura II.2.4-3a – Coletor dos poços de óleo - Manifold

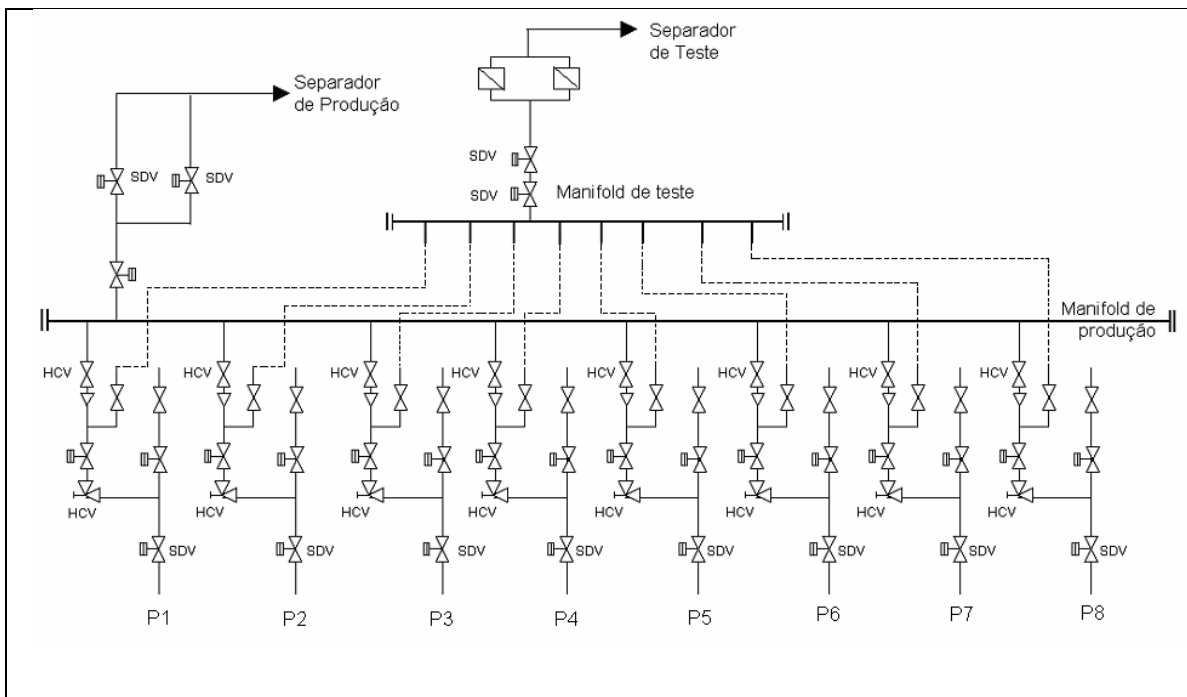


Figura II.2.4-3b – Coletor dos poços de gás - Manifold

Devido ao efeito da baixa temperatura em águas profundas, o petróleo tende a acumular parafina nas paredes internas das linhas de escoamento. Para promover sua limpeza são instaladas câmaras de lançamento e recebimento de *pigs* (raspadores).

Sistema de separação e tratamento de óleo

A planta de processo do FPSO Cidade de São Mateus será projetada para promover a estabilização e separação dos fluidos produzidos pelos poços (óleo, gás e água) em separadores trifásicos e tratador eletrostático. Um vaso separador de teste também será instalado para efetuar testes de avaliação de produção dos poços de óleo.

Os fluidos recebidos no *manifold* de produção dos poços de óleo serão aquecidos e direcionados para o separador horizontal trifásico HP (alta pressão), cujo propósito é promover a primeira separação gás, óleo e água, a uma pressão de operação de 9 a 11 bar. O aumento da temperatura do óleo reduz a viscosidade e ajuda na quebra da emulsão óleo/água. Também está prevista a injeção química de desemulsificante e inibidor de espuma antes do separador HP (alta pressão) para ajudar na estabilização do óleo.

Após passar pelo separador HP, o óleo será direcionado para um separador horizontal bifásico LP (baixa pressão), com a finalidade de reduzir a pressão de vapor do óleo cru a níveis seguros para armazenagem nos tanques de carga do navio, de forma a diminuir a baixos níveis a emissão de frações voláteis de hidrocarbonetos. Antes de entrar no separador LP o óleo será reaquecido nos trocadores de calor até alcançar a temperatura de aproximadamente 81°C.

O óleo ao sair do separador LP será alinhado para o tratador eletrostático onde será retirado praticamente todo restante de água e sal, conferindo à corrente de óleo um teor máximo de sal em torno de 570 mg/l e água (BSW) menor do que 1,0%. O princípio de operação desse vaso é baseado na indução de uma carga elétrica nas gotículas de água presente na corrente de óleo, provocando a coalescência dessas gotas devido às forças de atração eletrostática que passam a agir, que por sua vez formam gotas maiores que vão decantando no fundo do vaso por ação de forças gravitacionais.

A planta de processo também contemplará um vaso separador de teste horizontal com o propósito de avaliar periodicamente a produção individual dos poços, assim como as suas frações de água e razão de gás/óleo (RGO). Os fluidos poderão ser direcionados para esse vaso através do *manifold* de teste localizado próximo à chegada dos poços.

O óleo estabilizado e livre de água será resfriado e medido em uma estação de medição fiscal, antes de ser enviado para os tanques de estocagem do navio, cuja capacidade de estocagem será de 700.000 barris de óleo. A Figura II.2.4-4 apresenta um fluxograma da planta de tratamento de óleo.

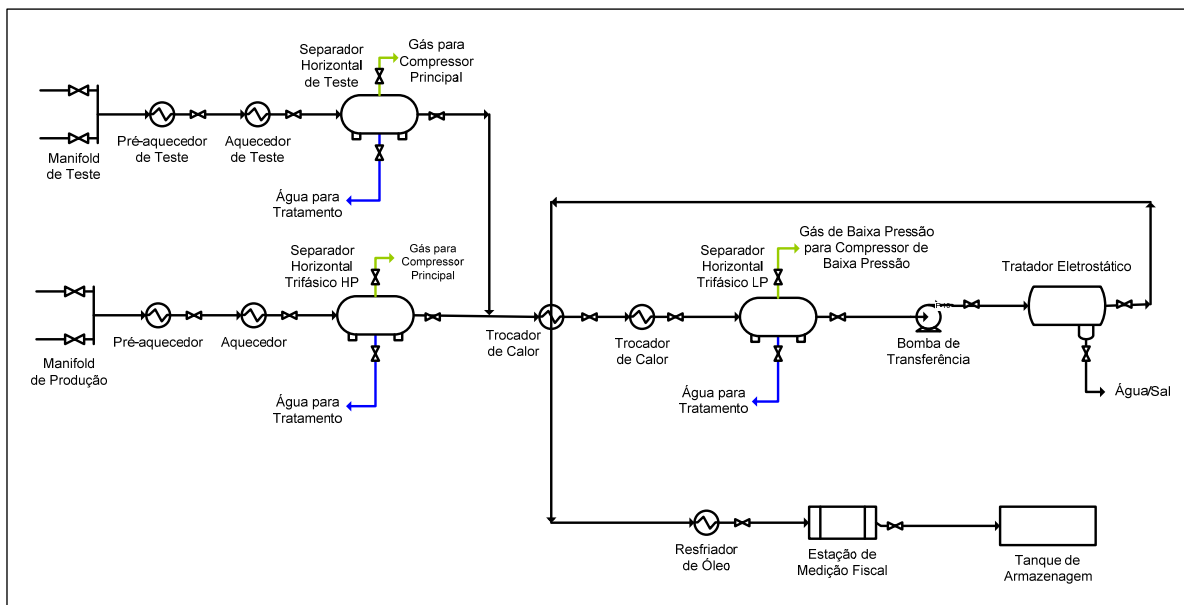


Figura II.2.4-4 – Fluxograma da planta de tratamento de óleo

Sistema de separação de gás não associado

A planta de processo do FPSO Cidade de São Mateus será projetada para promover a estabilização e separação dos fluidos produzidos pelos poços produtores de gás não associado em um trem de separação trifásico completo (gás, condensado, água + MEG). Um vaso separador de teste também será instalado para efetuar testes de avaliação de produção dos poços de gás.

O gás produzido no separador de produção e no separador de teste será enviado para o sistema de compressão, via *KO drum*, e, posteriormente, para o sistema de desidratação de gás.

Sistema de compressão e desidratação do Gás

O gás liberado no separador de alta pressão e teste será encaminhado diretamente para os compressores principais, enquanto que o gás liberado no separador de baixa pressão passa primeiro por uma compressão auxiliar, com o intuito de elevar a sua pressão até o valor necessário para ser admitido na sucção dos compressores principais, assim chamados, por serem responsáveis pela compressão de todo gás liberado nos separadores até a pressão de 200 bar. A finalidade de promover esse aumento de pressão no gás é tornar possível a exportação do gás para a terra, o consumo como gás combustível na UEP e a injeção de gás *lift* nos poços.

A planta de compressão possuirá conjuntos de compressores em paralelo, com capacidade total de compressão do sistema de 10.000.000 m³/dia. Os compressores serão acionados por turbinas a gás *dual fuel*. A pressão final de compressão será de 200 bar.

Antes de cada estágio de compressão, o gás será resfriado em trocadores de calor e retirado condensado em vasos (*scrubbers*) verticais.

O compressor auxiliar (*flash gas compressor*) possuirá capacidade de comprimir o gás liberado no separador de baixa pressão. O compressor será do tipo parafuso. O gás recuperado nesse compressor será encaminhado para a sucção dos compressores principais.

O gás comprimido a alta pressão deverá ser desidratado antes de ser consumido, injetado ou exportado. A finalidade de se promover a desidratação do gás é para evitar a formação de cristais de hidratos (sólido semelhante ao gelo no aspecto visual cuja principal característica é manter aprisionado, entre os cristais de água, moléculas de gás) e conseqüentemente a obstrução nas linhas e dutos. O processo de desidratação do gás será feito através do contato físico do Trietilenoglicol (TEG), durante a passagem em contra fluxo dos dois produtos em bandejas especiais dentro da torre. A umidade do gás será absorvida pelo TEG

devido ao poder higroscópico desse produto. Ao sair da torre, o TEG será encaminhado para uma unidade de regeneração onde será novamente purificado por elevação da temperatura para a liberação de vapor de água, se utilizando ainda o *stripping* a gás para melhorar a eficiência do processo e, finalmente, bombeado para a torre de desidratação, fechando o ciclo.

O gás seco ao sair da torre poderá ser enviado para os seguintes consumos: consumo interno de gás combustível, principalmente na geração de energia principal, compressão principal e caldeiras de vapor do navio com previsão de consumo médio em torno de 300.000 m³/dia; injeção de gás *lift* nos poços produtores com vazão máxima de 1.200.000 Nm³/dia; exportação para terra através de gasoduto. A Figura II.2.4- 5 apresenta um fluxograma mostrando a planta de compressão e tratamento de gás.

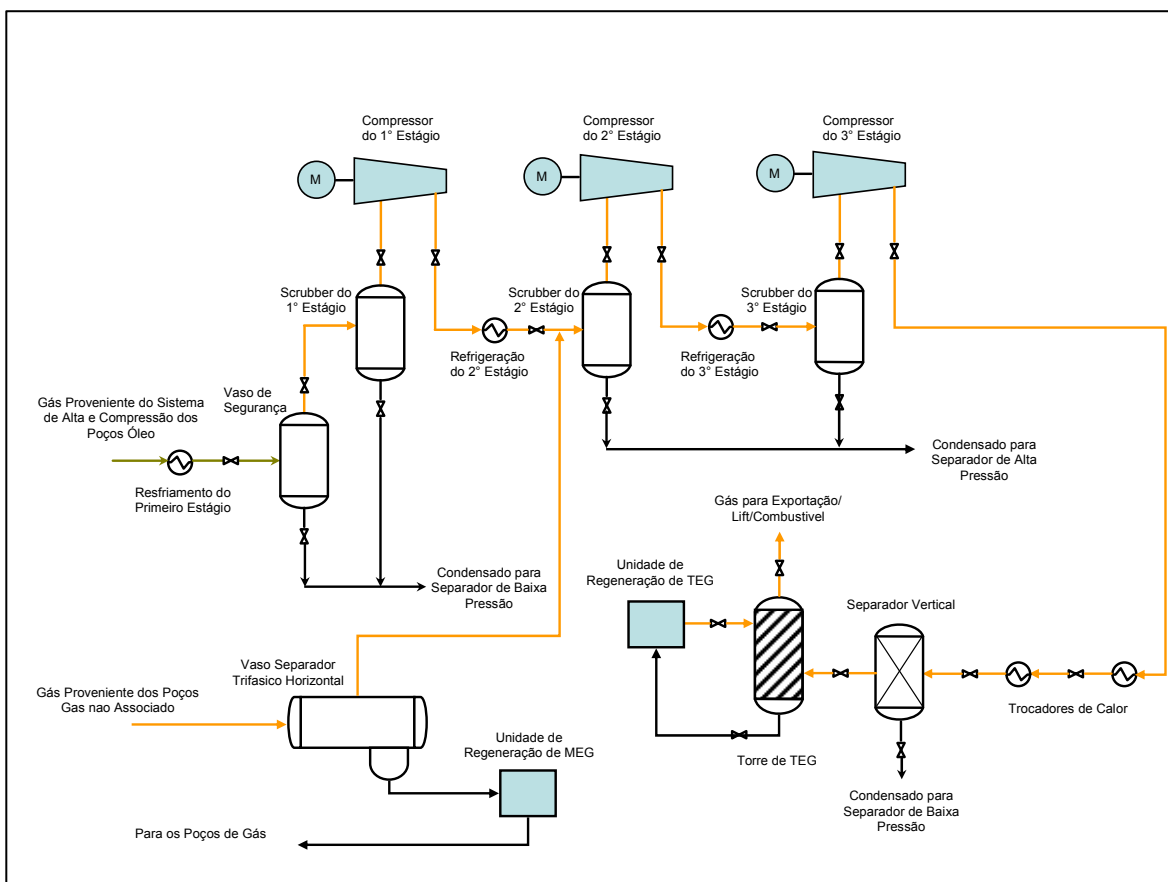


Figura II.2.4-5 – Fluxograma da planta de compressão de gás

Sistema de gás de Flare de alta e baixa pressão (HP e LP)

O sistema será constituído por dois subsistemas independentes, um de alta pressão (HP) e outro de baixa pressão (LP), possuindo, cada um, um vaso para retenção de condensados e uma rede que conduz os gases a uma única torre vertical, onde os queimadores de alta e baixa pressão estão instalados.

O sistema HP permitirá queimar rapidamente e de forma segura todo o gás do inventário dos vasos e linhas de alta pressão da planta de processo quando necessário. O sistema de *flare* HP será formado por um coletor principal interligado a vários coletores secundários, que permitirá o alinhamento do gás de todos os pontos de interesse do processo para o vaso horizontal do *flare* HP, onde todo o líquido que porventura vier carregado pelo gás será separado e enviado para o separador LP (separador do segundo estágio), e o gás, direcionado para os queimadores de alta pressão.

O sistema de *flare* LP será projetado para receber todo o gás aliviado do separador do segundo estágio, compressão auxiliar e outras unidades que trabalham com gás de baixa pressão. O sistema de *flare* LP também contará com um coletor principal e coletores secundários que permitirão a interligação da malha de alívio de baixa pressão para o vaso horizontal LP do *flare* e deste para o queimador de baixa pressão.

O queimador, planejado para baixas emissões de NOx, será projetado de modo a garantir que os limites de exposição à radiação a curto e médio prazos não sejam ultrapassados sob todas as condições operacionais. Embora seja previsto que durante a operação normal somente o piloto dos queimadores seja mantido aceso, cada um dos sistemas do queimador será projetado para queima da produção em caso de emergência.

Para segurança do sistema será mantida uma pequena vazão de gás para purga, a qual é queimada, suficiente apenas para manter uma pressão positiva, não permitindo a entrada de oxigênio no sistema. Durante o período de operação normal da planta de processo, apenas uma chama piloto permanecerá acesa no queimador para garantir a queima do sistema de *flare* quando acionado.

A Figura II.2.4-6 apresenta o fluxograma do sistema de *flare* de alta e baixa pressão.

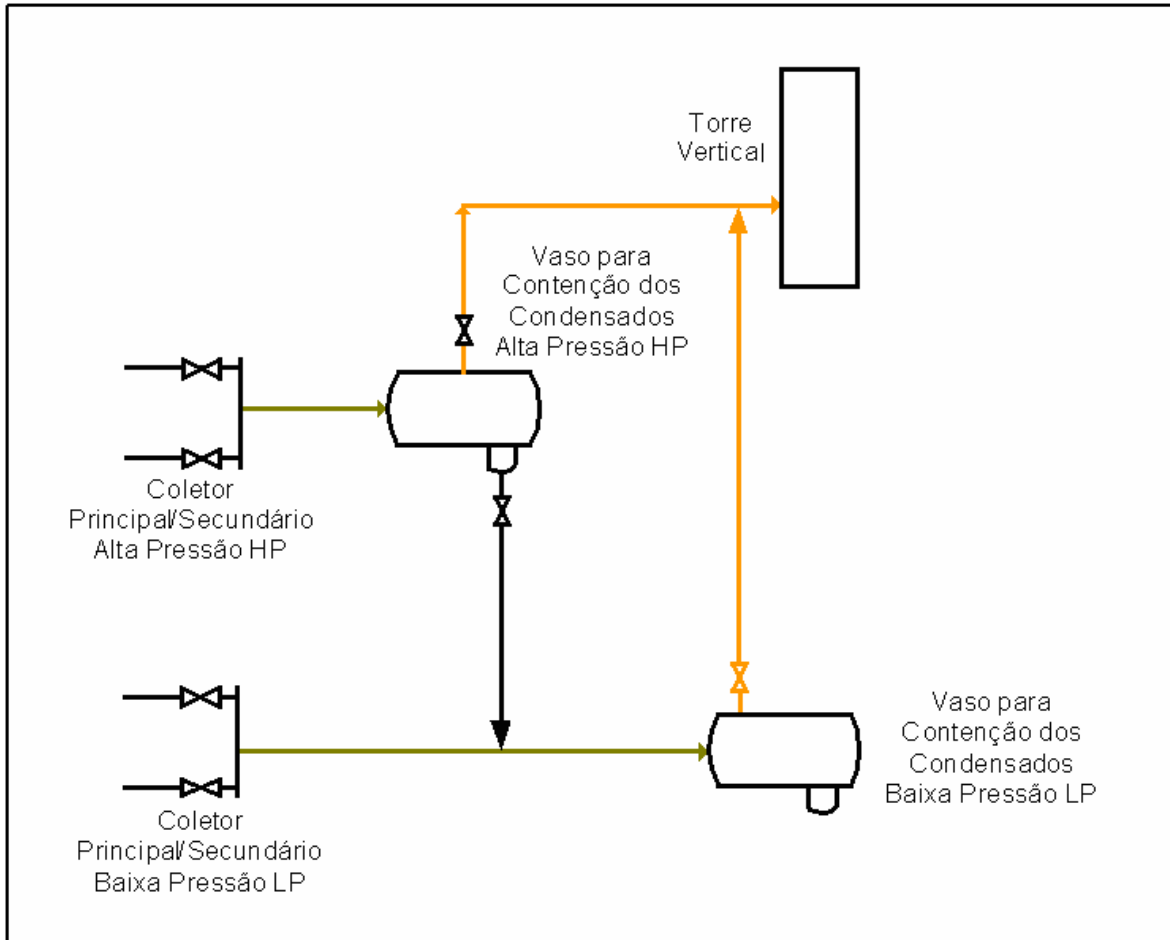


Figura II.2.4-6 – Fluxograma do sistema de flare

Sistema de Tratamento de Água Produzida

Toda água produzida na planta de processo será encaminhada para um sistema de tratamento específico (com capacidade de até 2.000 m³/d). A água oleosa passará por um processo de separação centrífuga nos hidrociclones e em seguida será resfriada e, uma vez atendidas as especificações mínimas do teor de óleo e graxa, a mesma será descartada ao mar. Caso a água para descarte

não esteja enquadrada, o fluxo será desviado para tanques de *slop* tornando possível o retratamento.

Ressalta-se que a capacidade nominal projetada da planta de processo do FPSO Cidade de São Mateus será de 35.000 bbl/dia de líquido (óleo + condensado + água) e a capacidade nominal da planta de tratamento de água produzida 13.000 bbl/dia, sendo que, caso eventualmente a produção exceda esta capacidade nominal, ficará sempre a vazão total limitada à capacidade da planta de tratamento de água produzida, garantindo um TOG de até 20 ppm para descarte.

O teor de óleo na água descartada será monitorado e registrado pelo OCM (*Oil Content Monitor* – monitor de TOG). Se o teor de óleo ultrapassar 20 ppm, a válvula de descarga do costado do FPSO fecha-se automaticamente, abrindo-se outra válvula automática que direciona o efluente aos tanques de *slop*. O monitor de TOG possuirá alarme visual e sonoro na Sala de Controle de Processo. O mesmo sinal que acionará o alarme provocará interrupção automática do descarte, com o retorno da água para novo tratamento. A água produzida poderá ser descartada e/ou utilizada para injeção nos poços.

A Figura II.2.4-7 apresenta um fluxograma mostrando o sistema de tratamento de água produzida.

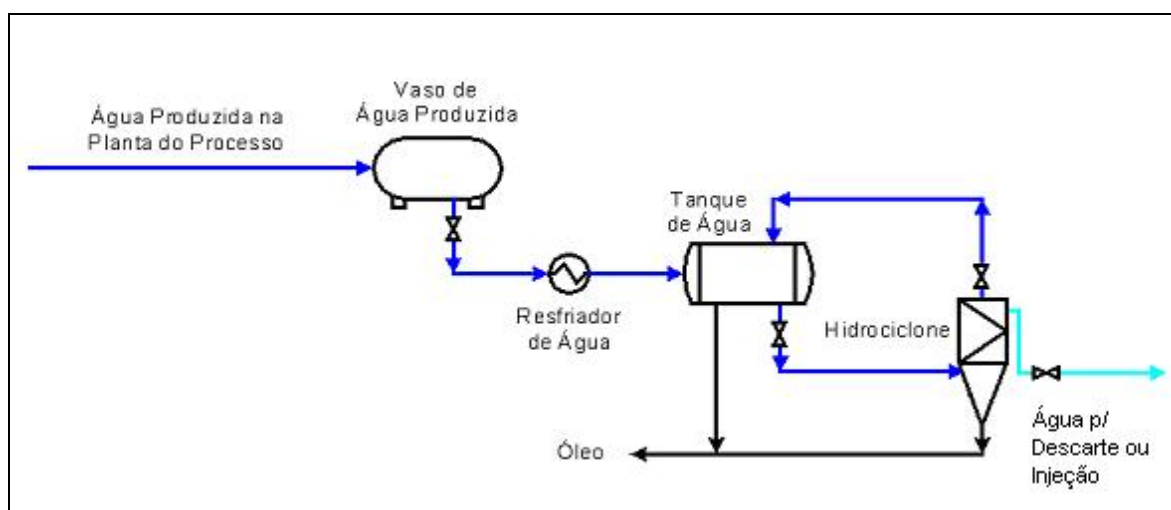


Figura II.2.4-7 – Fluxograma de tratamento de água produzida

Sistema de Gás Combustível de Alta e Baixa Pressão (HP e LP)

O gás combustível poderá ser usado principalmente para geração elétrica do pacote de geração principal, compressores principais e vapor das caldeiras do navio.

Na saída do pacote de desidratação do gás, parte do fluxo será desviada, passará por um pré-aquecedor e por uma válvula redutora de pressão onde a pressão será reduzida de 200 bar para 30 bar e entrará no vaso depurador do sistema de gás combustível.

Neste depurador o condensado formado ou carregado será removido de maneira a condicionar o gás para ser utilizado como combustível.

Na saída do depurador o gás sofrerá novo aquecimento e parte será direcionada para queima nas turbomáquinas e sistema de gás combustível de baixa pressão. A outra parte do gás será desviada e passará por uma válvula redutora de pressão onde a pressão será reduzida de 29,5 bar para 7 bar e será direcionado para os consumidores de baixa pressão (caldeiras, purga do *flare*, piloto do *flare* e gás de *stripping* da unidade de regeneração de glicol). A Figura II.2.4-8 apresenta um fluxograma mostrando o processo na planta de gás combustível na unidade.

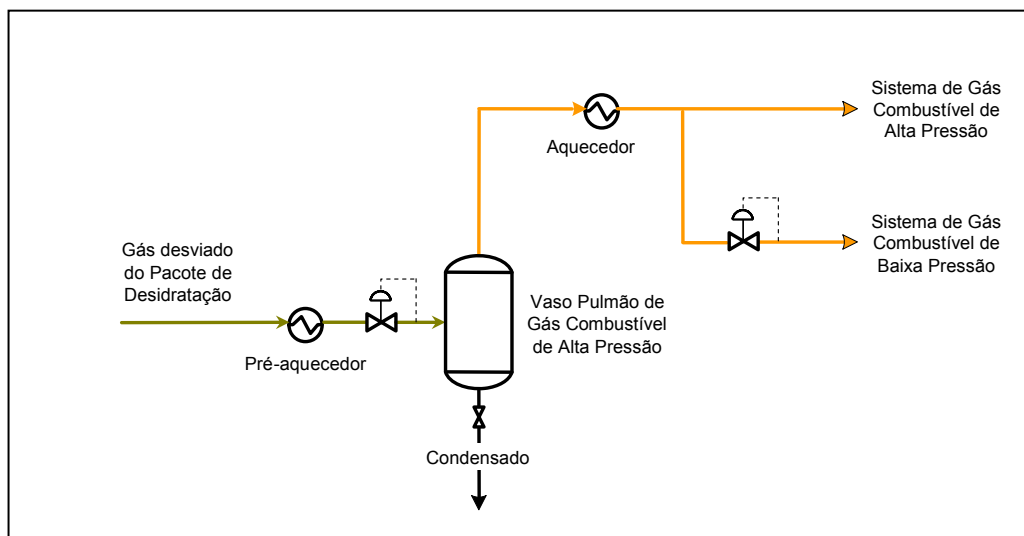


Figura II.2.4-8 – Fluxograma do processo de gás combustível

Sistema de Água de Injeção

O sistema de água de injeção será projetado com capacidade para injetar até 31.000 bpd de água tratada, sendo parte proveniente do sistema de água produzida. A água será captada no mar através de bombas de captação e direcionada para a unidade de tratamento, onde passará por processos de filtragem grossa para remover sólidos maiores do que 80 μ m, tratamento químico com injeção de biocida e seqüestrante de oxigênio, desaeração a vácuo e dessulfatação, onde o teor de sulfatos será reduzido de 2800 mg/l para cerca de 100 mg/l. Por fim, será bombeada à alta pressão para injeção nos poços injetores.

A finalidade do tratamento da água de injeção é evitar corrosão na tubulação dos poços de injeção, formação de incrustação na tubulação dos poços de produção de óleo, obstrução do meio poroso da rocha reservatório e proliferação de bactérias sulfato-redutoras presentes nas rochas reservatório. A Figura II.2.4-9 apresenta o fluxograma da planta de tratamento de água de injeção.

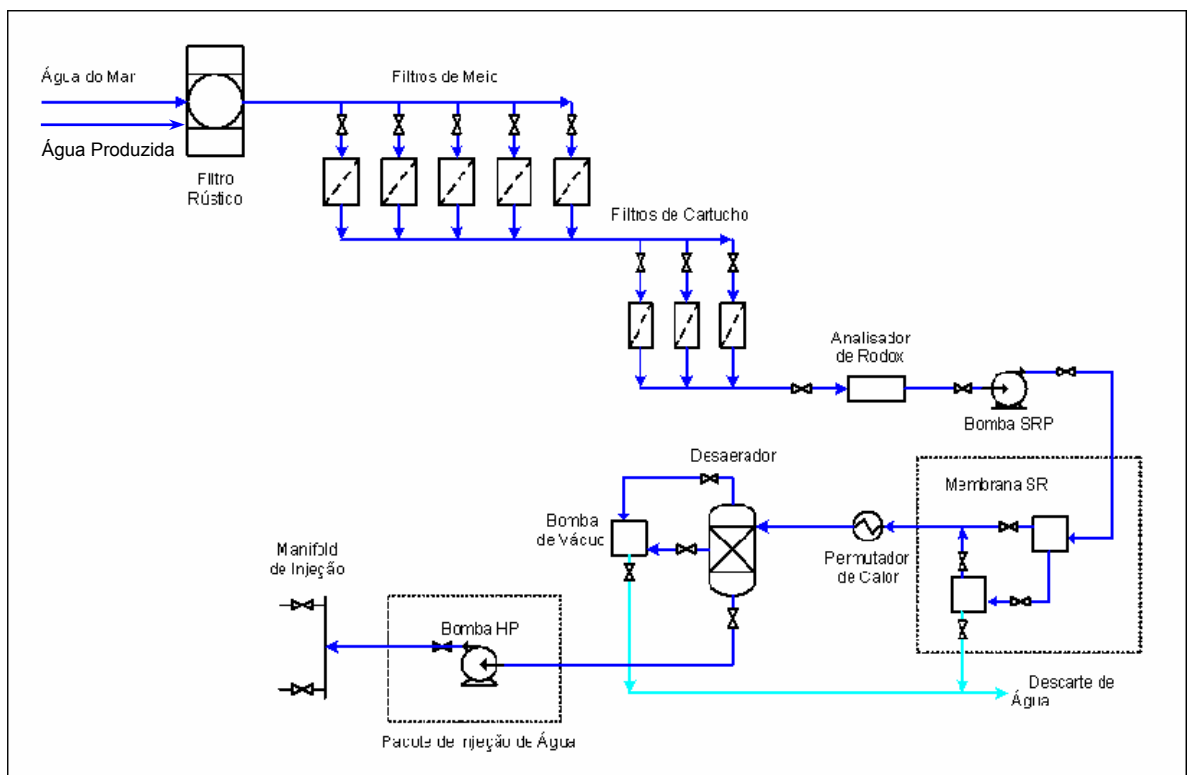


Figura II.2.4-9 – Fluxograma da planta de água de injeção

Sistema de Injeção Química

O sistema de injeção química será projetado para incluir facilidades para injeção de diferentes produtos em diferentes pontos da planta de processo e instalações submarinas. O sistema basicamente consistirá de tanques apropriados para armazenagem individual dos produtos químicos, bombas de injeção e linhas de injeção. A injeção poderá ser feita de forma contínua ou não. A dosagem será feita através de válvulas reguladoras que permitirão manter a vazão de injeção ótima de cada produto. Os principais produtos químicos a serem injetados são:

- **Injeção submarina**

Etanol: Utilizado para inibir a formação de hidratos em dutos, tanto de óleo quanto de gás, no fundo do mar, em caso de falha ou baixa eficiência da unidade de desidratação de gás ou em caso de situações de retomada de produção após *shutdown*.

Mono Etileno Glicol (MEG): Utilizado para inibir a formação de hidratos nos poços produtores de gás. Na planta de processo está previsto regenerador de MEG.

Inibidor de parafina: Utilizado para inibir a formação de cristais aglutinantes de origem parafínica em dutos de óleo no fundo do mar, caso a temperatura de escoamento fique abaixo da TIAC (temperatura inicial de aparecimento de cristais).

Solvente (Xileno): Utilizado para lavagem e dissolução de goma e borra nas linhas em caso de baixa eficiência das mesmas e/ou remoção para manutenção.

Inibidor de Incrustação: Este produto será utilizado apenas quando os poços produtores começarem a produzir água. O anti-incrustante será injetado na

árvore de natal de cada poço para prevenir a formação de incrustação nas linhas de produção.

- **Injeção na Planta de Processo**

Desemulsificante: Utilizado para facilitar a separação óleo/água no processo. Este produto será utilizado somente quando iniciar a produção de água do reservatório.

Inibidor de espuma (Antiespumante): Este produto compreende uma solução de óleo de silicone a 12500 cSt em querosene, numa proporção de 1:3.

Polieletrólito: Este produto é um quebrador de emulsão inversa e pode ser adicionado à água produzida para facilitar a separação do óleo.

- **Injeção no Sistema de Água de Injeção**

Seqüestrante de oxigênio: Será injetado continuamente na água de injeção a uma taxa entre 5 e 200 ppm, dependendo da eficiência operacional da torre desaeradora. Será armazenada na embarcação uma quantidade suficiente deste produto para permitir sete dias de consumo.

Biocidas:

Serão utilizados três tipos de biocida:

- biocida dispersante de bactérias para injeção contínua a montante da desaeradora a uma taxa de 5 a 20 ppm.
- biocida de choque aplicado a uma taxa de 200 a 1.000 ppm durante uma hora, duas vezes por semana.
- biocida para as membranas de dessulfatação: será aplicado a uma taxa de 2 ppm.

Seqüestrante de cloro: Será injetado na água do mar captada de modo contínuo a uma taxa de até 7 ppm para proteção das membranas de dessulfatação.

Inibidor de Incrustação: Será injetado na concentração de até 4 ppm para evitar incrustação nas membranas de dessulfatação.

Limpeza ácida: Será utilizado produto de pH ácido específico para limpeza das membranas de dessulfatação. Uso não contínuo.

Limpeza alcalina: Será utilizado produto de pH básico específico para neutralizar as membranas de dessulfatação após limpeza ácida. Uso não contínuo.

A Unidade de Remoção de Sulfatos (SRP): tem como objetivo remover sulfatos naturalmente presentes na água do mar, reduzindo o seu teor para valores menores de 100 ppm. A unidade será alimentada pelo sistema de captação de água do mar, sendo filtrada por filtros de cartuchos que permitem uma concentração máxima de 10 partículas de sólidos por ml, com tamanho maior do que 5 micra. Após o processo de filtragem será feita a injeção de inibidor de incrustação (VITEC 3000 - injeção contínua a 3,0 ppm) e seqüestrante de cloro (ANTICHLOR – injeção intermitente a 3,0 ppm) com a finalidade de proteger as membranas. O Anexo II.2-1 apresenta as fichas técnicas dos produtos utilizados. A corrente de água será bombeada para os bancos de membranas onde sofrerá uma redução dos sulfatos em dois estágios de permeação. No primeiro estágio, todo o fluxo será submetido às membranas. Cerca de 50% da água será permeada e seguirá para saída da SRP, enquanto a outra metade, o rejeito, será direcionada para o segundo estágio de membranas, sofrendo o mesmo processo de permeação. Ao final dos dois estágios, a água dessulfatada, correspondente a aproximadamente 75% do fluxo inicial, seguirá para o sistema de injeção de água, sendo o restante, 25%, descartado para o mar em linha independente no costado do FPSO.

Para apreciação desta CGPEG/IBAMA, os laudos das análises de toxicidade dos produtos supracitados e do efluente de uma unidade similar (FPSO Brasil) são apresentados no Anexo II.2-2 deste documento. E para simular o comportamento do citado efluente no meio, está sendo apresentada, no Anexo II.2-3, a modelagem do descarte do efluente da Unidade de Remoção de Sulfatos do FPSO Capixaba (Módulo I), sendo similar à Unidade que será instalada no FPSO Cidade de São Mateus.

Sistema de Drenagem

As instalações de superfície do FPSO Cidade de São Mateus contarão com três sistemas de dreno independentes. Dois sistemas contemplarão os drenos das áreas classificadas, sendo um fechado e outro aberto com selagem tipo sifão. Ambos os drenos contendo hidrocarbonetos ou água oleosa serão alinhados para os tanques de *slop* do navio. Nesses tanques o óleo é separado da água, sendo recuperado e enviado novamente para a planta de processo. O sistema de dreno fechado não será dimensionado para a pressão de operação dos vasos de processo. Todas as tubulações de saída serão dotadas de bloqueios tipo “figura 8” e válvulas com dispositivos de travamento.

O outro sistema de drenagem atenderá aos pontos onde não existe a possibilidade de contaminação com óleo, possibilitando assim o encaminhamento direto para o mar da drenagem de água de chuva e dilúvio do sistema de combate a incêndio.

Sistema de Geração Elétrica

O FPSO Cidade de São Mateus possuirá capacidade de geração de energia elétrica instalada, assim distribuída:

- Geradores principais (acionados por turbina a vapor e/ou turbina a gás, *dual fuel*);
- Geradores reservas;
- Gerador de cargas essenciais;

- Gerador de emergência.

O sistema será projetado para operar continuamente com geração principal, mantendo sempre gerador de reserva. A capacidade da geração principal será projetada para atender o consumo de pico previsto para a unidade, garantindo assim uma margem de segurança no fornecimento de energia para os equipamentos essenciais do FPSO Cidade de São Mateus.

Sistema de Água de Aquecimento

Este sistema terá a finalidade de suprir energia térmica para os principais sistemas de processo. Os principais consumidores serão os sistemas de separação e tratamento de óleo, separação de gás não associado e os aquecedores do sistema de gás combustível. Este sistema será um circuito fechado de água industrial. A água será aquecida através de troca de calor com os gases de exaustão das turbomáquinas a gás.

Sistema de Água de Resfriamento

O sistema de água de resfriamento atenderá principalmente ao sistema de compressão, ao resfriamento da água produzida e também do óleo já tratado, caso necessário. Este sistema também será um circuito fechado de água industrial. Para resfriar a água do circuito fechado é utilizada água do mar.

Sistema de Ar para Instrumentação

O ar para instrumentação será suprido através de um sistema de ar comprimido localizado na sala de máquinas. O ar seco será enviado para um vaso de armazenamento de ar comprimido e distribuído para os pontos de consumo.

Sistema de Diesel

Este sistema terá por finalidade receber, armazenar, purificar e distribuir diesel para os consumidores, tais como:

- Caldeiras;
- Moto-gerador de emergência e essencial;
- Turbo-máquinas;
- Guindastes;
- Moto-bombas de incêndio;
- Serviço eventual de partida de poços.

O sistema de diesel compreenderá os seguintes componentes:

- Tanques de armazenamento;
- Tanques de sedimentação;
- Tanque de serviço;
- Bombas de serviço para consumidores do convés;
- Bombas de transferência;
- Bombas para suprimento de diesel para as caldeiras e
- Purificadora do tipo centrífuga.

O óleo diesel, transportado por embarcações de apoio, será recebido no FPSO por meio de bombeamento através de mangotes flutuantes. A bordo, o óleo será estocado em tanques, purificado e transferido aos consumidores por dutos e bombas. O processo de purificação inicia-se com a decantação, no tanque de sedimentação e a purificação propriamente dita na centrífuga, tornando o óleo pronto para consumo. Depois de centrifugado, o óleo será enviado para o tanque de serviço, de onde será distribuído para os consumidores.

A.2) Sistema de Estocagem e Transferência de Petróleo

A armazenagem e transferência de óleo apenas ocorrerão quando houver alguma nova área produtora de óleo, cujos poços vierem a ser interligados no FPSO Cidade de São Mateus. Conforme descrito, inicialmente não há previsão de produção de óleo. Caso ocorram descobertas de reservatórios de óleo no campo ou próximo ao Campo de Camarupim, haverá a interligação desses poços, sendo estas possíveis operações, objeto de anuências.

A transferência de petróleo do FPSO Cidade de São Mateus, em operação denominada *offloading*, se dará através de navios aliviadores amarrados a este, a uma distância de cerca de 150 metros. O navio aliviador receberá óleo através de um mangote flexível de 20 polegadas de diâmetro e cerca de 150 m de comprimento. O mangote de *offloading* será equipado em ambas as extremidades com válvulas automáticas que só podem ser abertas para permitir o fluxo depois de estarem corretamente conectadas aos flanges fixos correspondentes, localizados um em cada navio.

Um acoplamento de desengate rápido de alta confiabilidade será instalado em uma das extremidades do mangote para permitir a sua rápida liberação em caso de emergência. Para assegurar que quaisquer problemas sejam prontamente identificados, interrompendo-se a transferência de petróleo, a operação será acompanhada permanentemente por uma pessoa no convés de cada navio. Ao final do *offloading*, o mangote será recolhido, lavado e guardado no FPSO até a próxima operação e o aliviador transportará o óleo para os terminais de recebimento em terra. A água de lavagem do mangote vai para os tanques de drenagem (*slops*) para tratamento.

A Figura II.2.4-10 a seguir apresenta uma operação de transferência de uma unidade tipo FPSO para um navio aliviador.



Figura II.2.4-10 - Vista aérea da operação de offloading de um FPSO para um navio aliviador

A estocagem de petróleo no FPSO Cidade de São Mateus será realizada nos tanques da embarcação que juntos terão uma capacidade total de 700.000 bbl.

Os tanques de carga serão mantidos permanentemente pressurizados com gás inerte monitorado quanto ao seu teor de oxigênio de modo a assegurar a inexistência de atmosfera explosiva.

A periodicidade da transferência de óleo do FPSO Cidade de São Mateus para os navios aliviadores deverá ser de acordo com a quantidade de óleo produzida. O sistema de transferência será composto por bombas centrífugas. O tempo máximo previsto para a operação será de 36h. A Figura II.2.4.11, a seguir, apresenta um fluxograma ilustrativo da operação de *offloading*.

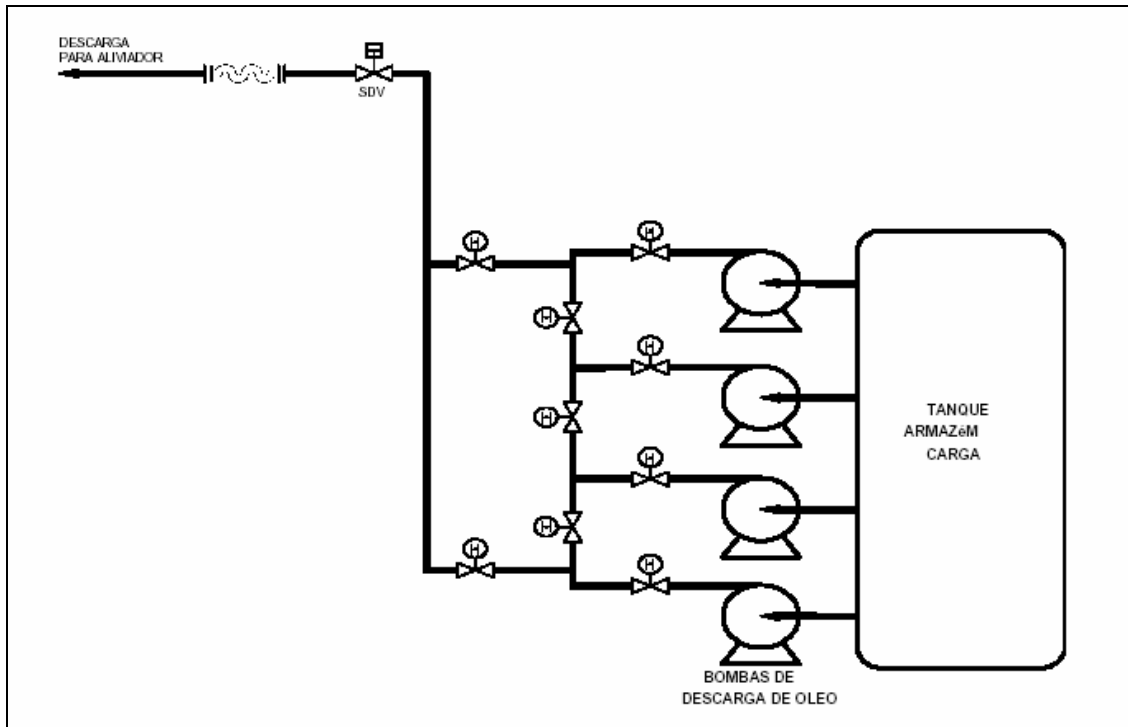


Figura II.2.4-11 - Sistema típico de offloading

A.3) Sistema de Escoamento de Gás

O gás produzido será escoado pelo sistema de exportação, representado por um gasoduto com 6 km de extensão e 12 polegadas de diâmetro, que interligará a unidade de produção ao PLEM do gasoduto de 24 polegadas, instalado numa lâmina d'água de aproximadamente 100 m, seguindo a partir deste para estação de tratamento em terra (UTGC).

Resumidamente, o sistema de exportação será composto de:

- Um *riser* flexível de 11,13 polegadas ligando a UEP à válvula ESDV–*Emergency Shutdown Valve*;
- Uma Válvula Submarina de Bloqueio (ESDV) que será instalada na base do *riser* flexível;
- Um tramo flexível de *flowline* de 11,13 polegadas ligando a ESDV ao *Pipeline End Terminal* (PLET) ;

- PLET;
- Trecho de duto rígido de 12 polegadas interligando o PLET ao PLEM;
- PLEM;
- Gasoduto rígido de diâmetro nominal de 24 polegadas ligando o PLEM à UTGC.

A válvula submarina de bloqueio será atuada remotamente do FPSO, através de um umbilical hidráulico, para isolamento do gás no gasoduto em caso de emergência ou necessidade operacional.

Um detalhamento deste sistema é apresentado no item E.1 deste capítulo.

B) Descrição dos processos de instalação para produção e escoamento, descrevendo, entre outros:

B.1) Os procedimentos de reconhecimento e escolha de locações e as medidas adotadas para a mitigação do risco de instabilidade geológica.

Foi elaborado um estudo de *Geohazard* na área dos Campos de Golfinho e Canapu e adjacências (Petrobras, 2006) que forneceu dados geológicos e geomorfológicos do fundo marinho da área do Campo de Camarupim, Bacia do Espírito Santo. Os dados obtidos neste estudo indicaram que a Área do Campo de Camarupim possui um fator de segurança aceitável quanto a risco de instabilidade geológica, não sendo, portanto, necessária a adoção de medidas mitigadoras para instalação dos equipamentos. Tais instalações serão realizadas de maneira convencional conforme descrito no subitem F.

A área do estudo de risco geológico, onde se insere a Área do Campo de Camarupim, está localizada na plataforma externa e no talude continental da bacia do Espírito Santo, entre as isóbatas de 50 e 1170 m (Figura II.2.4.12). A bacia do Espírito Santo está localizada na margem continental sudeste brasileira, entre os paralelos 18° 20' e 21° 00' sul. Esta área de estudo está situada na porção meridional da bacia, a aproximadamente 60Km a nordeste da cidade de Vitória.

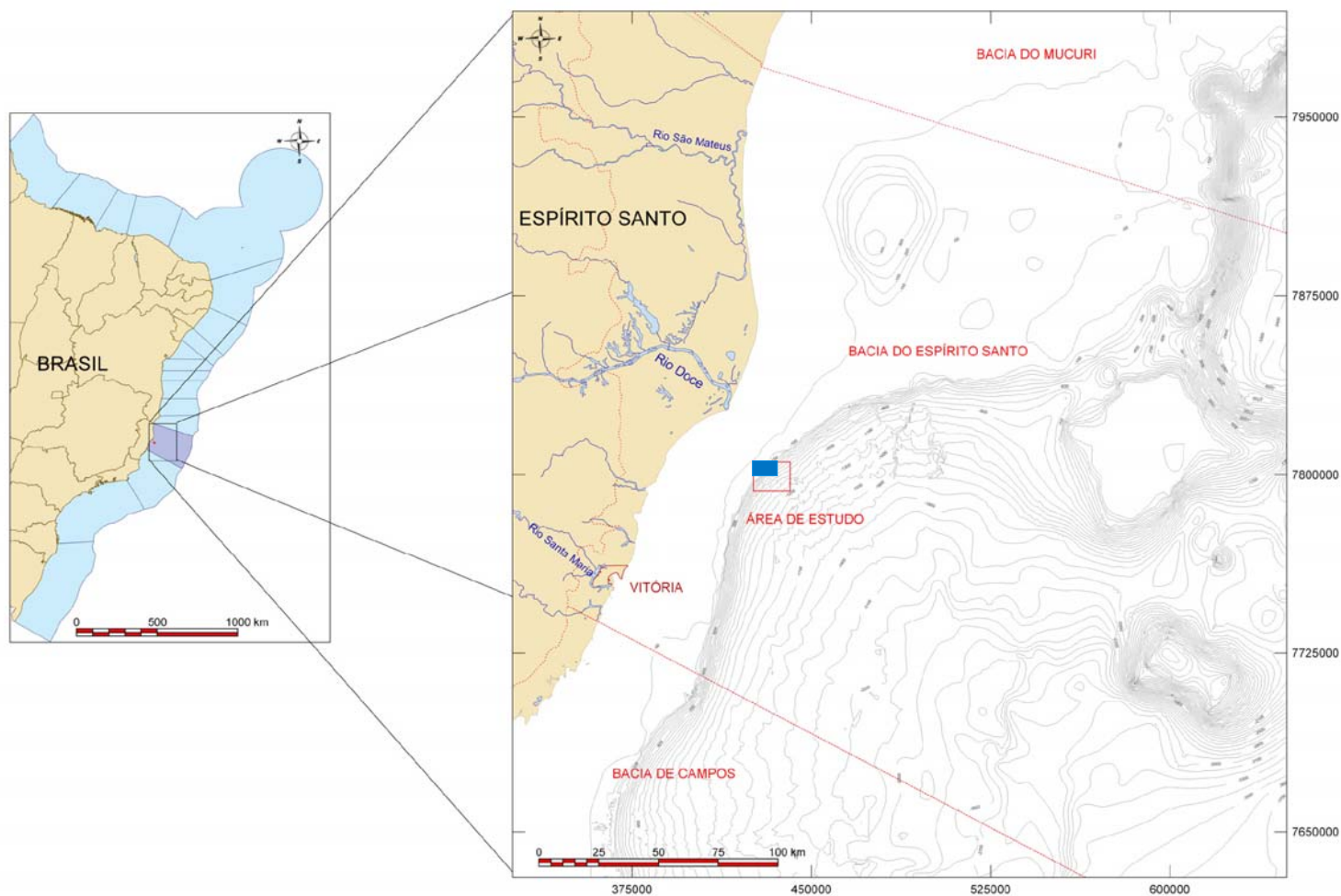


Figura II.2.4-12 - Área de localização do estudo geológico indicando o Campo de Camarupim (retângulo azul) (Petrobras, 2006).

A composição sedimentar do fundo marinho foi interpretada com base em atributos sísmicos (amplitude sísmica, edge e sismofácies), amostras de fundo (testemunhos a pistão curtos e longos) e perfis geotécnicos *in situ* obtidos por cone penetrômetro (Qc, Su e pressão neutra).

As fácies identificadas na seção rasa foram classificadas em fácies finas, grossas e de depósitos de movimentos de massa. A fácies fina é representada pelas margas, lamas ricas em carbonato, lamas levemente carbonática, lamas e lamas arenosas (lama com algum conteúdo de areia). A fácies de granulação grossa é representada pelas areias e variam de acordo com a granulometria e a composição predominante (siliciclástica, bioclástica e mista). Os depósitos de movimentos de massa são representados por diamictitos compostos principalmente por clastos lamosos envolvidos por matriz lamosa ou arenosa.

A amplitude sísmica do horizonte do fundo do mar, que representa a amplitude dos primeiros 5m de seção sedimentar aproximadamente, foi correlacionada com os dados de testemunhos e perfis para determinar o tipo de sedimento presente na seção rasa.

Na área de estudo, os eventos de alta amplitude foram observados na plataforma externa e talude superior e no talvegue dos vales submarinos (cânions e ravinas). Estes eventos estão relacionados à presença de areias de granulação média a grossa com fragmentos de conchas (até 3 cm) e concreções calcárias (rodolitos) na plataforma, depósitos de fluxos gravitacionais (turbiditos arenosos e diamictitos de matriz arenosa) em uma extensa faixa do talude superior (faixa de ocorrência das ravinas), depósitos turbidíticos arenosos posicionados no talvegue dos cânions submarinos (Anexo II.2-4).

Os sedimentos recuperados pelos testemunhos mostraram excelente correlação com os atributos sísmicos extraídos do 3d sísmico.

Todos os testemunhos retirados na área de estudo e adjacências foram descritos e datados. Estes testemunhos amostraram a cobertura holocênica (biozona Z) que é representada por margas e lamas ricas em carbonato na maior parte da área. Somente nas cabeceiras e no talvegue superior do cânion Watu Norte ocorrem areias holocênicas. A espessura do intervalo holocênico varia de 15 a 138cm.

Na plataforma externa os testemunhos KGL-03, KGL-04 e KGL-20 posicionados nas isóbatas de 61, 100 e 64m, respectivamente, amostraram areia mista muito grossa com cascalho bioclástico (fragmentos de conchas, corais e rodolitos) (KGL-03), areia mista muito grossa seguida por lama (KGL-04) e lama (KGL-20).

No talude superior da região, em coincidência com a área de ravinas, ocorre uma faixa de eventos de alta amplitude bem marcados, especialmente a sul do cânion Watu Sul. Esta faixa situa-se entre as isóbatas de 470 e 760m a norte, e 300 e 750m, a sul. Os testemunhos KGL-22, KGL-38 e GL-637, situados nesta faixa amostraram sedimentos grossos nos primeiros 7 m abaixo do fundo. O testemunho KGL-22 recuperou lama interlaminaada com areia fina mista, com clastos centimétricos de lama endurecida. O KGL-38 mostrou intercalações de areia lamosa mista com lama arenosa e lama.

O GL-637 apresenta uma camada de 40cm de diamictito sotoposta a uma cobertura de marga holocência com 15cm de espessura. O diamictito possui clastos centimétricos (até 30cm) lamosos envolvidos por uma matriz arenosa bioclástica de granulação grossa. Abaixo do diamictito segue um intervalo predominantemente lamoso com 4 intercalações arenosas com espessuras variando entre 10 e 30cm. As areias são mistas (siliciclásticas e bioclásticas), de granulação fina a muito grossa, com fragmentos de equinóides, corais, conchas e foraminíferos bentônicos. Clastos (tamanho seixo) de rodolitos e de concreções carbonáticas ocorrem imersos na lama. O diamictito pertence a biozona Y1A e o intervalo lamoso com intercalações arenosas a biozona Y1B.

Já o testemunho GL-637X, posicionado 2,5Km a jusante do GL-637, no talude médio, recuperou predominantemente sedimentos hemipelágicos pertencentes às fácies MG (marga), LL (lama levemente carbonática) e LR (lama rica em carbonato) que abrange do Holoceno (biozona Z) até a Última Interglacial (Biozona X).

Na área de cabeceira do cânion Watu Sul, que indenta a plataforma continental, foi retirado o testemunho KGL-06A amostrou sedimentos arenosos com fragmentos de coral.

Nas cabeceiras dos cânions também foram observados afloramentos de rochas que correspondem a argilitos micáceos (Ayres et. Al, 2005).

O testemunho KGL-11 posicionado na encosta do cânions Watu sul na altura do talude superior, amostrou o drape holocênico sobre lamas da biozona Y (Pleistoceno Superior). Já o testemunho KGL-12, posicionado no interior do cânion Watu Norte no talude médio, recuperou 5m de interlaminados de lama com areia muito fina, micácea. Nos primeiros 60cm do testemunho foram observados fragmentos de conchas, advindos da plataforma continental.

Com relação à estabilidade do talude, foram feitos dois tipos de análises: qualitativa e quantitativa. A análise qualitativa considerou os aspectos geológicos que estão direta ou indiretamente ligados aos eventos de deslizamentos e remoção. Já na análise quantitativa calculou-se o fator de segurança estático com base em dados de gradiente batimétrico, resistência do solo e conformação estratigráfica do leito marinho, com o auxílio do *software* especializado SLOPE/W (Garske, 2005).

A análise quantitativa foi feita ao longo de uma seção geológica *dip* que passa pelos furos GT/GL637 e 637X, obtida através de dados sísmicos. Esta seção, considerada crítica quanto à estabilidade de talude, foi escolhida em função de sua declividade e direção de potenciais movimentos de massa que poderiam colocar em risco linhas de escoamento e sistemas de produção, injeção e ancoragem das unidades de produção a serem instaladas no Campo de Golfinho. Calculou-se para esta seção o fator de segurança estático (apenas carregamento gravitacional).

O valor numérico de fator de segurança estático relacionado à superfície de escorregamento crítica para a seção geológica considerada resultou em 1,325. Este fator foi calculado pelo método de Morgenstern-Price através do *software* SLOPE/W, considerando apenas a carga gravitacional (Garske, 2005).

O fator de segurança considerado como mínimo requerido para garantir a segurança deste talude do Campo de Golfinho é de 1,30, de acordo com padrões recomendáveis de engenharia, ou seja, o talude da seção analisada encontra-se seguro com base no critério estabelecido. O fator mínimo aceitável de 1,30, de acordo com padrões recomendáveis de engenharia, considera as incertezas, que podem ser atribuídas a mecanismos de disparo de movimentos de massa diversos, de parâmetros pouco conhecidos na área em estudo (Garske, 2005).

Contudo, a análise de estabilidade estática, considerando somente o carregamento gravitacional (peso próprio) não considera a ação de sismos. Somente uma análise pseudoestática ou dinâmica forneceria períodos de retorno e probabilidades de ocorrência de deslizamentos no talude originados por sismos. Porém, os registros estatísticos da atividade sísmica na região *offshore* da bacia do Espírito Santo são insuficientes para embasar este tipo de modelagem. Neste sentido, a análise de estabilidade qualitativa é complementar e pode minimizar os riscos.

Desta forma, na área do Campo de Golfinho e no talude situado a montante desta área (área do Campo de Camarupim), os estudos de avaliação de risco geológico buscaram evidências e possíveis indícios da ação direta e indireta dos sismos sobre o fundo marinho. A presença do drape hemipelágico holocênico em quase todos os testemunhos, de um total de 54 coletados na área, indica a ausência de eventos de deslizamentos e remoção há pelo menos 10.000 anos. Somente no interior das cabeceiras do cânion Watu Norte e no seu talvegue superior foram encontradas areias holocênias, bem como em alguns pontos da plataforma externa. Os depósitos de movimentos de massa mais recentes observados no talude e no platô são oriundos de eventos que ocorreram durante o final do último período glacial (Biozona Y1A) ou no máximo durante o início da transgressão marinha, entre 10.000 e 11.000 anos atrás.

Se considerarmos que durante todo este tempo a margem continental esteve sismicamente ativa, sujeita a sismos de diferentes magnitudes, e que a morfologia do talude se manteve praticamente inalterada, pode-se admitir uma probabilidade muito baixa de que sismos possam vir a causar fenômenos geológicos (tais como remoção de sedimentos, deslizamentos, abertura de fendas e fraturas) que possam afetar a integridade física das instalações submarinas e do meio ambiente no tempo do projeto.

O registro geológico tem demonstrado que o fator preponderante na geração de eventos de deslizamentos e remoção no talude das bacias marginais leste brasileiras durante o Quaternário foram as constantes variações do nível relativo do mar. É possível que a co-ocorrência de sismos durante tais períodos possa ter intensificado os eventos de remoção e deslizamentos.

B.2). Os procedimentos para lançamento, amarração e ancoragem das linhas de escoamento, principalmente na transposição de regiões morfológicamente acidentadas.

Foi realizado um levantamento batimétrico e amostragem do solo marinho na região do Campo de Camarupim onde será instalado o sistema submarino. Neste levantamento não foi encontrado nenhum obstáculo ou regiões morfológicamente acidentadas, bem como condições de solo adversas que requeiram procedimentos especiais para a instalação dos dutos de coleta e de escoamento de gás.

No entanto, durante a instalação do sistema submarino será realizado um *track survey* com auxílio de ROV que permitirá a visualização direta da área de lançamento. A figura abaixo (Figura II.2.4-13) ilustra o modelo de ROV a ser utilizado no Campo de Camarupim. Este modelo de ROV é capaz de realizar operações de interligação, intervenção e monitoramento submarinos numa lâmina d'água de até 2.000 metros, podendo erguer e transportar cargas de até 5 toneladas.



Figura II.2.4-13 - Modelo de ROV a ser utilizado no Campo de Camarupim.

B.3) A mitigação dos riscos de interação das linhas a serem lançadas com outras instalações existentes na área.

Para a fase atual do projeto, considerando a interligação de três poços horizontais ao FPSO, não está prevista a interação entre as linhas.

Porém, conforme já apontado, novos poços produtores de óleo/ gás poderão ser interligados à unidade FPSO Cidade de São Mateus, no caso de novas descobertas, podendo existir a possibilidade de interferência entre as linhas. Para o caso da necessidade de cruzamento entre qualquer uma das linhas do sistema de produção a serem lançadas na área do Campo de Camarupim, caracterizando a interação/interferência entre estas as outras já instaladas, será realizado o calçamento a fim de que o contato dos equipamentos não cause nenhum dano a qualquer uma das partes. Esta interferência pode ocorrer em função da existência do gasoduto de Golfinho já instalado nas proximidades desta locação.

O trecho de 24 polegadas do gasoduto do Campo de Camarupim será lançado paralelamente ao gasoduto de Golfinho a uma distância entre eles de aproximadamente 50 m, o que trás bastante conforto visto que a profundidade onde este ocorre é menor que 100 m.

Com o objetivo de mitigar o risco de interação entre estes novos equipamentos com equipamentos a serem instalados no futuro, o posicionamento do FPSO Cidade de São Mateus e de seu sistema de produção e escoamento de gás será incluído no Sistema de Gerenciamento de Obstáculos (SGO), que é um banco de dados da PETROBRAS onde estão todas as informações sobre os equipamentos (obstáculos) fixos existentes, estejam eles submersos ou na superfície. Com este sistema, tem-se a localização exata e o controle de todas estas singularidades, bem como a lâmina d'água em que elas se encontram.

C) Descrição da Unidade de Produção, caracterizando sucintamente seus principais equipamentos e capacidades.

Conforme descrito anteriormente, para a atividade de produção no Campo de Camarupim, a Unidade Estacionária de Produção (UEP) a ser utilizada é do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*), que é uma unidade flutuante de produção, armazenagem e transferência de petróleo.

O FPSO Cidade de São Mateus será uma unidade de produção convertida a partir de um navio petroleiro do tipo VLCC (*Very Large Crude Carrier*), no qual serão instaladas facilidades de produção. Sobre o convés principal deste FPSO está prevista a montagem da estrutura que suporta todos os equipamentos da planta de processo. Os equipamentos previstos a serem montados em módulos nesta estrutura são os seguintes:

- Módulo de compressão de gás – equipamentos rotativos;
- Módulo de compressão de gás – equipamentos auxiliares;
- Módulo de *manifold* e laboratório;
- Módulo de geração de energia elétrica;
- Sala de distribuição de energia para os equipamentos;
- Módulo de injeção química e utilidades;
- Módulo de tratamento de água do mar e injeção de água;
- Módulo de desidratação do gás e compressor *booster*;
- Módulo composto por dois vasos do sistema de *flare*;
- Módulo dos separadores de produção óleo;
- Módulo dos separadores de produção gás;
- *Flare*;

- Sistemas navais de uso geral;
- *Pipe rack*;
- Áreas de recebimento de carga (*laydown areas*);
- Varanda dos *risers* (chegada dos poços e gasoduto);
- Módulo de medição fiscal.

No convés serão instalados ainda guindastes principais de manuseio de cargas gerais e guindaste auxiliar.

Os guindastes principais servirão às áreas de atracação de embarcações de suprimento e apoio, enquanto que o guindaste auxiliar atenderá a demandas no casario e heliponto, além de auxiliar na operação de manuseio do mangote de transferência de óleo em caso de necessidade. Além destes guindastes, o FPSO contará com pórticos e carros mecânicos (*trolleys*) para manuseio e transporte de cargas ao longo do convés.

D) Descrição das operações de intervenção que poderão ocorrer ao longo da produção e dos cuidados ambientais a serem tomados para a realização de cada operação.

O projeto de completação dos poços no Campo de Camarupim foi elaborado objetivando evitar operações de intervenção ao longo de sua vida produtiva. Devido às condições de temperatura, pressão e composição dos fluidos produzidos a que os equipamentos e tubos estarão submetidos, foram selecionados materiais resistentes. Nesse sentido, todos os equipamentos e tubos expostos ao fluido serão construídos de material nobre, aço-liga super 13Cr-95ksi.

E) Descrição de todo o sistema de dutos submarinos que será utilizado para escoamento e transferência da produção, caracterizando os dutos de diferentes tipos, diâmetros e fluidos a serem transportados,

informando a extensão total do conjunto, os pontos de interligação com sistemas pré-existentes e os elementos de segurança e bloqueio contra vazamentos.

E.1) *Descrição do sistema de dutos submarinos que será utilizado para produção, caracterizando os dutos de diferentes tipos e diâmetros, informando a extensão total do conjunto e os elementos de segurança e bloqueio contra vazamentos.*

O sistema de dutos submarinos previsto para a produção do Campo de Camarupim será composto por linhas de produção, umbilicais eletro-hidráulicos, e linhas de acesso ao anular. Neste projeto não está previsto o uso de poços injetores de água. Todos os dutos do sistema de coleta são do tipo flexível.

O comprimento médio de cada um dos dutos e umbilicais dos poços produtores é aproximadamente 2400 m, sendo 1100 m de *riser* (trecho dinâmico) e o restante, *flow* (trecho estático).

Os dutos de produção terão 6 polegadas de diâmetro interno e os dutos de serviço (anulares), 4 polegadas.

O umbilical eletro-hidráulico de cada poço de produção de óleo será constituído por três mangueiras de ½ polegada para injeção de produtos químicos, nove mangueiras de 3/8" para controle das válvulas das ANMs e três pares de cabos elétricos para aquisição de dados de sensores presentes nas árvores e nos poços. Este conjunto umbilical apresenta um diâmetro externo de aproximadamente 5 polegadas, totalizando uma extensão média por poço de 2.400 metros, dos quais em torno de 1.500 m estarão assentadas no assoalho oceânico.

Os poços do Campo de Camarupim serão produtores de gás e irão produzir por surgência, ou seja, com a pressão do próprio reservatório. Os dutos de acesso ao anular possibilitarão a passagem de *pig* (limpeza e comissionamento) e prevenção/dissolução de hidratos.

O bloqueio das linhas flexíveis de coleta se dará através da operação de válvulas existentes na unidade de produção e nas ANMs dos poços, tanto em situações normais de operação quanto em situações emergenciais em sincronia

com o sistema de automação da unidade. Caso seja necessário, estas válvulas podem ser operadas de forma manual com auxílio de barcos especiais equipados com ROV (*remote operated vehicle*).

E.2) Descrição do sistema de dutos submarinos que será utilizado para transferência da produção, caracterizando os dutos de diferentes tipos e diâmetros, informando a extensão total do conjunto, os pontos de interligação com sistemas pré-existentes e os elementos de segurança e bloqueio contra vazamentos

Caso haja produção de óleo, para escoamento da produção serão utilizados navios aliviadores, não sendo implantado qualquer oleoduto para este projeto.

O escoamento da produção de gás natural se dará através de um gasoduto composto pelos seguintes trechos:

- Um riser flexível de 11,13" de diâmetro interno e aproximadamente 2 km de comprimento, que vai do FPSO até um PLET, o qual será interligado através de conexão vertical direta (CVD);

- Um trecho rígido de 12" de diâmetro nominal e 5 km de extensão, que vai do PLET até um PLEM que será instalado em lâmina de água rasa (aproximadamente 100 m);

- Um trecho rígido que vai do PLEM até a Praia de Cacimbas com 24 polegadas de diâmetro nominal e aproximadamente 55 Km de extensão.

Uma Válvula Submarina de Bloqueio (ESDV - *Emergency Shutdown Valve*) será instalada na base do *riser* flexível, a cerca de 200 m do PLET.

A Tabela II.2.4-1 apresenta as principais características do gasoduto entre a unidade de produção FPSO Cidade de São Mateus e o PLEM e entre o PLEM e a Praia de Cacimbas.

Tabela II.2.4-1 -Características do gasoduto interligando o FPSO Cidade de São Mateus ao PLEM e deste à Praia de Cacimbas.

Gasoduto interligando a Unidade de Produção FPSO Cidade de São Mateus	
Extensão total do duto (trecho FPSO x PLEM)	6 km
Diâmetro do duto (trecho FPSO x PLEM)	12"
Extensão total do duto (trecho PLEM x Praia de Cacimbas)	55 km
Diâmetro do duto (trecho PLEM x Praia de Cacimbas)	24"
Pressão de projeto	200 bar
Pressão de teste	300 bar
Vida útil previsto para o duto	30 anos
Tipo de duto a ser utilizado	Rígido do PLEM até a UTGC e misto entre o PLEM e a plataforma (<i>flow</i> rígido e <i>riser</i> flexível)

Sistema de Detecção de Vazamentos

O sistema de detecção de vazamentos a ser utilizado é baseado nas melhores práticas e níveis tecnológicos utilizados nas diversas instalações de escoamento da Petrobras, que será composto pelo seguinte processo (I-II-III):

I - Monitoramento contínuo das condições operacionais de escoamento do gás medidas por instrumentos de vazão e pressão, instalados na saída do gasoduto no FPSO Cidade de São Mateus e na chegada do gasoduto na UTGC.

Estas informações serão disponibilizadas em tempo real pelo sistema supervisório de processo nas telas dos computadores das salas de controle no FPSO Cidade de São Mateus e na UTGC. Durante a pré-operação do gasoduto serão registradas as condições operacionais para o estabelecimento dos parâmetros de monitoramento pelas salas de controle durante a fase operacional, bem como, os procedimentos a serem seguidos para o caso de variação dos parâmetros:

- Caso 1 - UTGC: se a pressão e ou vazão de chegada (UTGC) atingirem um valor abaixo do ponto de ajuste estipulado (nível 1 – baixo), um alarme sonoro alerta ao operador na UTGC que imediatamente comunica-se com

o FPSO Cidade de São Mateus e, em caso de confirmação de situação anormal de operação, inicia-se o procedimento de parada do gasoduto.

- Caso 2 – FPSO Cidade de São Mateus: se a pressão de saída (no FPSO Cidade de São Mateus) atingir um valor abaixo do ponto de ajuste estipulado (nível 1 – baixo), um alarme sonoro alerta ao operador no FPSO que imediatamente comunica-se com a UTGC e, em caso de confirmação de situação anormal de operação, inicia-se o procedimento de parada do gasoduto.

II - Sistema de instrumentação e controle automatizado na saída do gasoduto no FPSO Cidade de São Mateus que promove o bloqueio automático do escoamento do gás em caso de redução da pressão de escoamento, atingindo um determinado valor abaixo do ponto de ajuste (nível 2 – muito baixo). O ajuste da pressão de atuação deste pressostato será definido durante as fases de pré-operação e início da operação do gasoduto. Ao atingir a pressão mínima ajustada, o pressostato emitirá sinal para alarme sonoro na sala de controle do FPSO Cidade de São Mateus e para bloqueio da válvula automatizada no trecho do gasoduto próximo ao FPSO Cidade de São Mateus.

III - Localização do vazamento do gasoduto marítimo será feita por inspeção externa ao gasoduto com a utilização de um ROV (veículo operado remotamente).

Monitoramento e Garantia da Integridade Física do Duto

Além do processo citado acima, haverá o monitoramento e a garantia das condições de integridade física do sistema de exportação de gás, por meio da aplicação das melhores práticas de engenharia e da indústria de petróleo e gás, adotadas pela Petrobras, tais como:

- SISTEMA DE PROTEÇÃO CATÓDICA: Este sistema protege o gasoduto contra a corrosão externa. O gasoduto por definição de projeto já possui um revestimento externo que garante a proteção contra a corrosão externa. Caso exista um defeito no revestimento externo localizado em um ponto remoto, com a

exposição do metal base do gasoduto, a proteção catódica garante a inibição de corrosão naquele ponto.

- **REVESTIMENTO EXTERNO:** Como já citado o revestimento externo garante o isolamento do metal base do duto com o meio externo. Para verificação da manutenção das características externas do duto serão executadas inspeções por um *ROV* (veículo operado remotamente), que avalia simultaneamente o sistema de proteção catódica e o revestimento externo. Toda inspeção é assistida por vídeo e em tempo real pela equipe de operação do *ROV*. A periodicidade desta inspeção é de no máximo 5 (cinco) anos.

- **MONITORAMENTO DA CORROSÃO INTERNA (Análise de Fluido, Cupom de Massa, Sonda Corrosimétrica e Pig instrumentado):**

- **ANÁLISE DE FLUIDOS:** A cada 3 (três) meses serão executadas análises de fluido para o monitoramento dos elementos que influenciam na taxa de corrosão.

- **CUPOM DE MASSA:** O cupom de massa é corpo de prova, padronizado (forma definida e peso) que é inserido no duto (mesmo em operação) e num intervalo de 03 meses é retirado e processado (limpeza e pesagem), tendo-se, portanto, a taxa de corrosão do gasoduto em mm/ano.

- **SONDA CORROSIMÉTRICA:** A sonda corrosimétrica é um equipamento que avalia e indica em tempo real a taxa de corrosão do gasoduto. Esta sonda possui um sensor, que em contato com o fluido, sofre corrosão alterando a sua resistência elétrica, onde a passagem da corrente elétrica é proporcional a sua área de contato. A corrente elétrica que percorre a resistência é convertida em um sinal que representa a taxa de corrosão *on-line*, ou seja, em tempo real.

- **MONITORAMENTO DA CORROSÃO POR PIG INSTRUMENTADO:** O *pig* instrumentado é uma ferramenta capaz de percorrer internamente toda a extensão do duto, e avaliar internamente e externamente a continuidade da espessura da parede do gasoduto. Esta ferramenta é utilizada para a

avaliação da espessura da parede do gasoduto e a localização de defeitos, onde caso exista uma descontinuidade os mesmos serão mapeados quanto à distância (sentido longitudinal do duto) e posição do perímetro do duto (sentido radial). A periodicidade de inspeção é de 05 (cinco) anos. Caso ocorra alguma descontinuidade das taxas de corrosão ou alguma indicação de descontrole da previsão de variáveis operacionais o *pig* instrumentado será executado.

E.3) Caracterização dos fluidos a serem transportados

Os fluidos a serem transportados pelos *risers* e *flowlines*, entre os poços e a planta de produção na unidade são constituídos basicamente de óleo/condensado, gás, e água, que pode ou não estar emulsionada na fase óleo. A Tabela II.2.4-2 apresenta a composição desses fluidos.

Tabela II.2.4-2 - Propriedades e Composições Molares dos Fluidos do Campo de Camarupim.

Composição molar e propriedades do fluido de reservatório (até C₂₀₊) na liberação <i>flash</i> a 21,4 °C do poço 4-ESS-0164A, situado no Campo de Camarupim – profundidade: (3441,75m)			
Componentes	Óleo morto	Gás do <i>flash</i>	Fluido do Reservatório
CO₂	0.00	1.54	1.52
N₂	0.00	0.79	0.78
C₁	0.00	86.18	84.74
C₂	0.00	5.75	5.65
C₃	0.29	2.93	2.88
IC₄	0.13	0.58	0.57
NC₄	0.35	0.88	0.87
IC₅	0.45	0.31	0.31
NC₅	0.61	0.29	0.29
C₆	2.67	0.32	0.36
C₇	8.84	0.22	0.36

C ₈	16.16	0.16	0.42
C ₉	13.48	0.06	0.29
C ₁₀	10.70	0.00	0.18
C ₁₁	7.53	0.00	0.13
C ₁₂	6.12	0.00	0.10
C ₁₃	5.32	0.00	0.09
C ₁₄	4.73	0.00	0.08
C ₁₅	4.12	0.00	0.07
C ₁₆	2.89	0.00	0.05
C ₁₇	2.31	0.00	0.04
C ₁₈	2.11	0.00	0.04
C ₁₉	1.69	0.00	0.03
C ₂₀₊	9.48	0.00	0.16
Massa Mol. Total	164	19.70	22.10
Densidade do gás	0.6801		
Massa Mol. C ₂₀₊	364		
Densidade C ₂₀₊	0.8987		
Temperatura	21.4 °C		
RGO do flash	6825 m ³ std/m ³ std		
API	45,35		

F) Descrição dos empreendimentos associados e decorrentes, em especial, devem ser descritas as operações de lançamentos de dutos, manifolds e outras instalações submarinas, com uma breve descrição dos equipamentos e embarcações a serem utilizados na instalação. Também deverão ser descritas as operações de posicionamento da unidade de produção. Deverá ser informada a duração prevista para cada operação. Devem ser descritos, ainda, os procedimentos para a realização dos testes de estanqueidade das linhas, caracterizando-se os fluidos que serão

utilizados, quanto à sua composição química, concentrações e volumes envolvidos nas operações, incluindo o seu descarte.

F.1) Descrição dos empreendimentos associados e decorrentes. Em especial, devem ser descritas as operações de lançamentos de dutos, manifolds e outras instalações submarinas, com uma breve descrição dos equipamentos e embarcações a serem utilizados na instalação. Também deverão ser descritas as operações de posicionamento da unidade de produção. Deverá ser informada a duração prevista para cada operação.

Como empreendimentos associados à atividade de produção de hidrocarbonetos durante a fase de exploração da área merecem ser destacadas as atividades desenvolvidas na Companhia Portuária de Vila Velha (CPVV), que consistirá no porto de auxílio ao empreendimento, e na própria sede da UN-ES, onde vêm sendo estudadas as acumulações existentes no Plano de Avaliação do ESS-123, bem como avaliada a existência de outros reservatórios de hidrocarbonetos nesta região da Bacia do Espírito Santo, além do Centro de Pesquisa da empresa (CENPES), localizado na cidade do Rio de Janeiro, onde vêm sendo desenvolvidas tecnologias para a melhor forma de exploração dos diversos tipos de óleo existentes nos campos já descobertos na Bacia do Espírito Santo.

Podem também ser citadas como associadas ao empreendimento, diversas outras empresas que irão atuar nas atividades a serem desenvolvidas no FPSO Cidade de São Mateus, tanto as relacionadas com a produção, como com o fornecimento de equipamentos, serviços e bens de consumo.

Como exemplos podem ser citadas as empresas prestadoras de serviços com instalações em Vitória ou São Mateus: Líder Táxi Aéreo, Aeróleo, *Maersk*, *Schlumberger*, Nutrimar, OSCO e B & C Inspeção e Serviços.

Como empreendimentos decorrentes das atividades de produção na unidade FPSO Cidade de São Mateus podem ser destacados diversos segmentos, desde as embarcações que transportam o óleo produzido, passando pelos terminais de recebimento do petróleo em terra e encerrando-se nas refinarias da própria PETROBRAS que recebem o petróleo e geram os produtos

finais.

A unidade de produção não está capacitada para atividades como o lançamento e conexão das árvores de natal molhadas, dos dutos dos poços produtores e demais estruturas submarinas, sendo necessária a utilização de embarcações específicas para cada tipo de tarefa. Para isto, é prevista a utilização de outros meios mais adequados.

Descrevem-se, a seguir, os principais aspectos das operações da instalação e lançamento das estruturas submarinas.

Instalação da Unidade de Produção

A unidade de produção FPSO Cidade de São Mateus se deslocará do estaleiro onde será fabricado para a locação no Campo de Camarupim navegando com propulsão própria, não necessitando ser rebocada por outra embarcação.

Esta unidade de produção será dotada de um sistema de um sistema de ancoragem em diversos pontos (*spread mooring*). A ancoragem será realizada em LDA de aproximadamente 800 m, onde as linhas convergem do fundo do mar para a UEP.

Entende-se que a configuração que atende aos requisitos de disposição de equipamentos no fundo do mar é o sistema composto por pontos de fixação no solo marinho com capacidade para suportar esforços verticais e por cabos sintéticos.

Serão utilizadas estacas torpedo com 98 toneladas cada, prevendo-se um raio de ancoragem em torno de 1000 m. Este sistema de ancoragem consiste em um conjunto de equipamentos que visa manter o posicionamento do navio (ver Figura II.2.4-14).

No total, o sistema será composto de 20 linhas de ancoragem distribuídas em 04 (quatro) grupos: dois grupos de 05 (cinco) linhas conectados na popa e mais dois grupos de 05 (cinco) linhas conectados na proa. Cada grupo é composto de âncoras tipo torpedo, amarra de fundo, tramos de cabo de poliéster e amarra de topo, em uma configuração denominada semi “taut-leg”, desenvolvida para proporcionar as vantagens do “taut-leg” em unidades do tipo FPSO, as quais são sujeitas a grande variação

de calado.

O sistema de ancoragem será instalado em duas fases, a primeira será o lançamento dos torpedos, pré-abandono no fundo do mar da amarra de fundo e dos cabos de poliéster de todas as linhas de ancoragem; a segunda fase será a instalação da amarra de topo e a conexão e ajuste das linhas no FPSO.



Figura II.2.4-14 - Estaca do tipo torpedo a ser utilizada na ancoragem do FPSO Cidade de São Mateus.

Instalação das Linhas Flexíveis de Coleta

O lançamento dos dutos de coleta é a operação para interligar os poços submarinos ao FPSO. O *bundle* (feixe de linhas flexíveis e umbilical eletro-hidráulico) é lançado ao longo da rota previamente estabelecida e é ancorado ao solo marinho utilizando-se estacas-torpedo. Essa fixação tem a função de evitar deslocamentos (oriundos do movimento do FPSO) que possam danificar o duto. O *bundle* é instalado conectando uma de suas extremidades na ANM com o auxílio do MCV (módulo de conexão vertical) e a outra no FPSO, numa operação de içamento do *riser*. Os passos para realização destas operações são descritos a seguir:

A preparação para lançamento das linhas é executada na Base de Vitória

(BAVIT), onde estas linhas são recebidas a bordo de uma embarcação de lançamento - LSV ou LaySV (*Laying Support Vessel*). A fase de montagem e teste das conexões ocorre no convés da embarcação. Nesta fase, após a montagem da conexão, esta é testada pneumáticamente com nitrogênio a fim de garantir sua estanqueidade. Nesse momento a linha ainda está vazia ou com ar no seu interior.

A rota de lançamento é definida inspecionando-se o fundo do mar, (*track survey*) com o auxílio do ROV (Veículo de Operação Remota), a fim de verificar a melhor trajetória a ser utilizada para o assentamento das linhas no leito marinho. Nesta trajetória são avaliados acidentes topográficos, áreas com instabilidade geológica, obstáculos que possam interferir com as linhas e a existência de eventuais organismos vivos, determinando assim o melhor traçado. Tal inspeção é registrada e gravada em fita magnética ou DVD.

Após a preparação da linha, a embarcação de lançamento assume a posição sobre o poço, e inicia a operação de conexão na ANM. Esta atividade utiliza o sistema de conexão vertical direta do MCV à ANM. O primeiro ponto a ser conectado é a ANM, seguindo-se o lançamento até alcançar o FPSO. A operação é acompanhada por ROV do próprio LSV ou de um barco de apoio com ROV (RSV).

Seguindo a rota previamente determinada, o trecho *flow* (parte estática) da linha é levado a uma coordenada adjacente ao FPSO onde ficará a conexão *flow/riser* e na seqüência o içamento do *riser* (trecho dinâmico) para acoplamento ao FPSO. No fundo do mar, na região próxima ao FPSO, a linha é ancorada numa estaca torpedo para absorver os esforços oriundos do *riser* sobre a conexão *riser/flow*. A linha é presa à estaca através de uma corrente e colar do tipo “braçadeira”.

Na região do TDP (*touch down point* – ponto de toque da linha no leito marinho), os dutos podem receber uma capa de proteção extra, anti-abrasiva, se assim for requerido para a manutenção da integridade do duto em função do tipo de solo.

A seguir realiza-se o *pull in*, que consiste na operação de transferir a extremidade de cada linha individualmente da embarcação de lançamento para o FPSO. São utilizados nesta operação equipamentos especiais tais como: guinchos

de içamento, acessórios para manuseio das cargas, dentre outros. A operação consiste no posicionamento dos flanges das linhas alinhados aos suportes existentes no FPSO, permitindo assim sua conexão ao sistema existente. Durante toda esta operação as linhas podem ou não ser preenchidas com água do mar.

Nas operações de *pull in* conta-se com o apoio de uma equipe de mergulho raso, a partir do FPSO, que auxiliará na execução de serviços preliminares, passagem de cabos mensageiros e na monitoração da passagem da linha pela boca-de-sino até sua completa atracação.

Dependendo do plano de instalação este arranjo pode ser invertido, ou seja, o *pull-in* passa a ser a primeira conexão e após esta primeira etapa, com o lançamento em direção ao poço, a embarcação realiza a interligação em CVD à BAP.

Este procedimento aplica-se indistintamente aos dutos de produção e anulares. Já os umbilicais costumam seguir quase que invariavelmente a primeira configuração de instalação acima mencionada.

Após o lançamento de todas as linhas do poço de produção (Produção, Anular e Umbilical), faz-se a conexão dos *risers* aos torpedos de ancoragem, e finalmente ocorrerá a inspeção e registro da rota final das linhas lançadas.

Apesar da unidade de produção dispor de sistema de tratamento e injeção de água para dois poços, o projeto no Campo de Camarupim não terá, em princípio, poços injetores. No entanto, em caso de descobertas de áreas produtoras de óleo adjacentes à esta área e se for necessário injetar água no novo reservatório, a unidade em questão estará apta a receber a produção de óleo e injetar água para manutenção de pressão do mesmo.

Neste caso, no processo de interligação de poços injetores de água em campos adjacentes ao Campo de Camarupim, as etapas são idênticas àquelas das linhas dos poços de produção, atentando apenas para o fato de que os poços de injeção não possuem o duto anular, possuindo, ainda, algumas diferenças na composição das camadas dos dutos de injeção para os de produção. Para o caso destes futuros campos a serem interligados estarem localizados a grandes distâncias da UEP, poderá ser adotado o uso de dutos rígidos para os trechos estáticos, no lugar de dutos flexíveis. Ocorrendo esta

situação, a descrição das atividades peculiares a estas será informada oportunamente no âmbito de anuência ou de processo complementar de licenciamento.

Ao final, todas as linhas serão ancoradas a partir do raio de zona de tensão informado no arranjo submarino estando prevista a ancoragem de cada duto através de colares e uma estaca torpedo por duto. Esta ancoragem impede que os dutos sofram deslocamento de seu traçado original. Em função das análises a serem realizadas, baseadas nos movimentos da unidade de produção e do posicionamento relativo de cada *riser*, poderão ser utilizadas estacas-torpedo com capacidade para 140 ou 210 toneladas. Estas estacas serão instaladas de forma similar às estacas de ancoragem da unidade, sendo conectadas aos dutos por meio de amarras.

Instalação do Gasoduto na parte marítima

A instalação do gasoduto de exportação na parte marítima está dividida em dois cenários, conforme se apresenta a seguir:

- Trecho em águas rasas, correspondendo ao trecho até 87 m de profundidade, onde está localizado o PLEM.
- Trecho em águas profundas, correspondendo ao trecho que vai do PLEM, localizado a 87 m de profundidade, até o FPSO, posicionado em uma profundidade de aproximadamente 800 metros.

Lançamento do Trecho Rígido do Gasoduto em águas rasas

O lançamento do gasoduto em águas rasas será executado pelo método *s-lay* de modo convencional, utilizando uma balsa de lançamento de dutos sob contrato de prestação de serviços, a Global Iroquois, que se deslocará em conjunto com seus rebocadores de apoio e embarcação de movimentação de âncoras (denominada AHTS). Na fase inicial, será executado um furo direcional para

permitir ao duto cruzar a zona de arrebentação sendo necessária a instalação a 200m da praia de Cacimbas de um canteiro para operação dos equipamentos de perfuração. Cabe ressaltar que a atividade de realização do furo direcional esta sendo licenciada em processo do Órgão Ambiental Estadual (IEMA).

A seguir apresentam-se as etapas de instalação do trecho de águas rasas do gasoduto.

Furo direcional para travessia da zona de arrebentação

Será instalado o canteiro de obras, a 200 m da praia, de modo a permitir a utilização de equipamentos e materiais necessários para execução do furo direcional na área próxima a praia de Cacimbas (Município de Linhares/ES). Os serviços para execução deste furo direcional não irão interferir na zona da praia. As seguintes etapas são consideradas:

1 – Mobilização dos equipamentos e preparação do canteiro;

2 – Perfuração do furo piloto – etapa na qual é perfurado no sentido da praia para o mar um furo piloto com diâmetro de 5 ¼”, a saída do furo piloto será em profundidade de aproximadamente 8m.;

3 – Alargamento do furo – etapa na qual é puxado pela coluna no sentido do mar para a praia um alargador de diâmetro suficiente para permitir a puxada do duto;

4 – Puxamento do duto – após o alargamento do furo é puxado um trecho pré lançado do duto, de aproximadamente 1.800m, que irá permanecer dentro do furo.

Lançamento convencional

O lançamento convencional é iniciado com a recuperação da extremidade do trecho que foi puxado para o furo, podendo nesta etapa serem utilizados mergulhadores, servindo esta extremidade para o início do lançamento convencional.

O método utilizado é o *S-lay* onde os tubos são soldados em uma rampa a

bordo da embarcação, utilizando várias estações de soldagem e inspeção através de ensaios não destrutivo, sendo, normalmente, utilizado o processo de Ultra-Som multi-feixe de grande confiabilidade e precisão.

A embarcação é ancorada utilizando, 8 ou 10 ancoras, e se desloca através dessas ancoras recolhendo os cabos de proa e liberando de forma controlada as de popa. Para o múltiplo reposicionamento destas ancoras são utilizados rebocadores. Os tubos são transportados em balsas de convés aberto ou embarcações especializadas, tipo “pipe-carrier”.

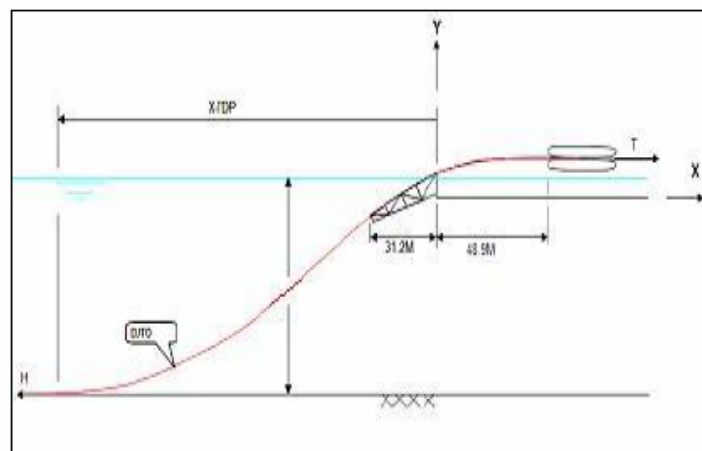


Figura II.2.4-15 – Desenho ilustrando o método de lançamento S-Lay.

Abandono do trecho raso do gasoduto

Etapa que irá se processar após o término do lançamento convencional em águas rasas, correspondente ao abandono da extremidade do gasoduto com uma cabeça de tração flangeada para futura conexão ao PLEM, através de um *spool*. O abandono se dá através de cabo de aço. A Figura II.2.4-16 apresenta o esquema utilizado nesta operação.

Ao final, o gasoduto será interligado ao PLEM com a utilização de mergulhadores a partir de uma embarcação de apoio.

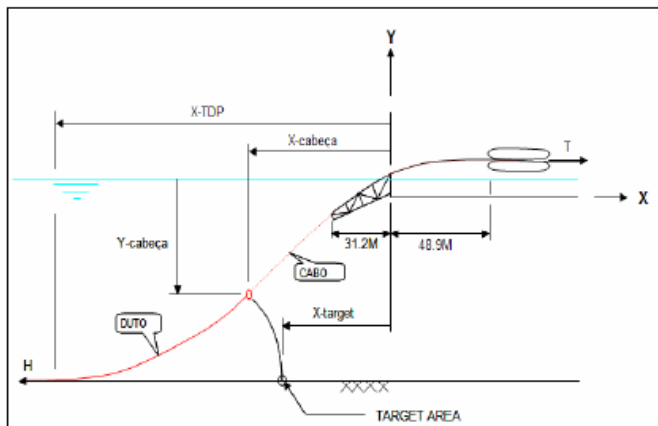


Figura II.2.4-16 – Procedimento de abandono do duto lançado.

Lançamento do Gasoduto em Águas Profundas

O lançamento do trecho do gasoduto em águas profundas será executado pelo método reel, utilizando-se a embarcação PLSV Seven Oceans.

Este trecho será lançado do PLEM em direção ao FPSO até a profundidade de 750 m. A extremidade final deste trecho será lançada com um PLET (*Pipeline End Termination*).

Ao final, o gasoduto será interligado ao PLEM com a utilização de mergulhadores a partir de uma embarcação de apoio.

Abandono do trecho profundo do gasoduto

Após a instalação do PLET na extremidade do duto e da conexão do cabo de abandono inicia-se a operação de abandono do duto em águas profundas. A próxima etapa será a interligação deste trecho rígido com a unidade de produção através de um duto flexível.

Conexão entre Trechos Marítimo e Terrestre

A conexão do trecho marítimo com o trecho terrestre ocorrerá na praia de Cacimbas, nas coordenadas aproximadas de UTM N 7.845.996 / E 422.716 (Datum SAD 69). A conexão entre estes trechos será através de uma solda, a ser realizada com requisitos de inspeção adicional, “golden weld”, que não é submetida ao teste hidrostático de estanqueidade, mas será integralmente avaliada por inspeção ultra-sônica, radiográfica e partículas magnéticas ou líquido penetrante, de acordo com a norma DNV-OS-F101.

Enterramento do Duto

Esta etapa consiste no enterramento do gasoduto no trecho entre a praia, após a zona de arrebentação iniciando na saída do duto do furo direcional em aproximadamente 8m de lâmina d’água até uma locação com profundidade de aproximadamente 23 m de lâmina d’água, para fins de segurança e estabilidade do duto. A tabela II.2.4-3 apresenta informações detalhadas sobre as seções do duto que serão enterradas.

Tabela II.2.4-3 – Características das seções do duto enterrado para o gasoduto do Campo de Camarupim.

	REGIÃO	MÉTODO	COMPRIMENTO (m)	SEÇÃO (*)	
				Início	Fim
GASODUTO 24” Campo de Camarupim	Dos 200m antes da praia até 1.300 após a zona de arrebentação	Furo Direcional	1500m	-200m antes da praia	1.300m
	Fora da zona de arrebentação	Máquina de enterramento (1m)	11.700m	1.300m	13.000m

Diferentemente do adotado para o gasoduto do Módulo I de Golfinho, onde o

enterramento do duto após a arrebentação foi realizado ao longo de 1.737 m, para o gasoduto do Campo de Camarupim, tal enterramento ocorrerá ao longo de um trecho de 12.675 m. Este acréscimo no trecho do gasoduto a ser enterrado se dá em virtude da diferença de diâmetro entre os dutos (gasoduto de Golfinho – 12”, gasoduto da Área do Campo de Camarupim - 24”) e visa assegurar a sua estabilidade.

O método de enterramento do duto é descrito a seguir.

Para o enterramento do gasoduto será utilizado o método de corte mecânico ou de jato d’água dirigido. Ambos os métodos já foram utilizados na mesma região, quando do enterramento do gasoduto de Congoá – Peroá e do Módulo I de Golfinho.

O equipamento que realiza este tipo de enterramento é composto por 3 partes, a saber:

- Underwater trenching vehicle – UTV, que corresponde a um Veículo de Abertura de Trincheira Submarina, acoplado a sensores que permitem o correto posicionamento, direcionamento e geração de imagens por câmeras de TV para visualização em superfície. Este equipamento pesa 30 toneladas e possui, como dimensões, as medidas 8m x 9,5m x 4m;
- Componentes locados na embarcação de suporte da UTV, a exemplo da unidade de geração de energia, do controle de comando e pilotagem do veículo e do sistema de manutenção, dentre outras;
- Na interface entre a superfície e equipamento submarino se tem os umbilicais de controle.

O funcionamento deste equipamento se inicia após o assentamento da tubulação no assoalho oceânico. As três figuras a seguir (Figuras II.2.4-17a até II.2.4-17c) ilustram o processo de enterramento da tubulação a partir de uma visão frontal do sistema.

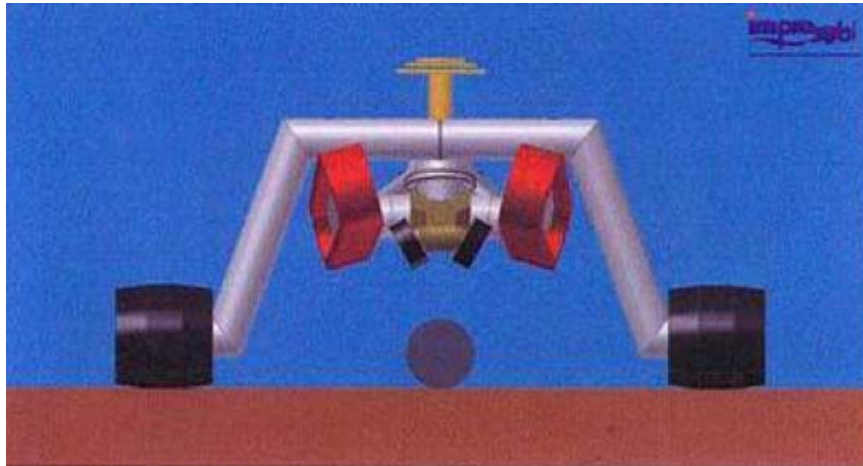


Figura II.2.4-17a – Vista frontal do enterramento do gasoduto

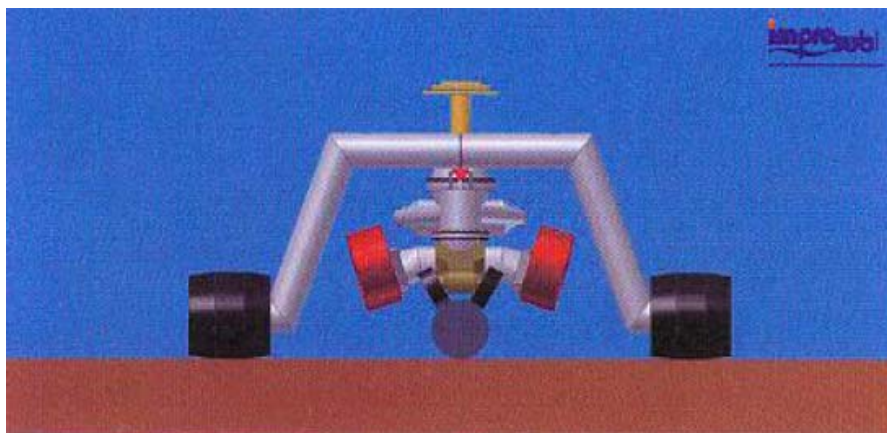


Figura II.2.4-17b – Vista frontal do enterramento do gasoduto

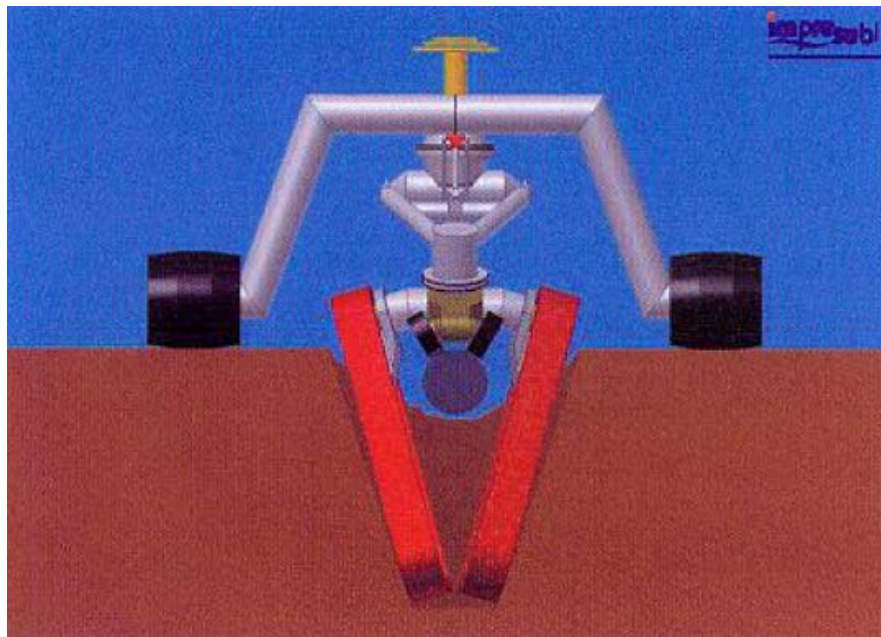
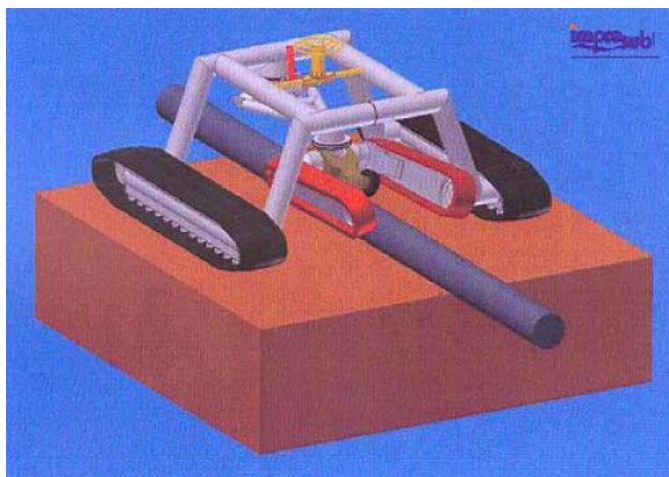


Figura II.2.4-17c – Vista frontal do enterramento do gasoduto

De forma resumida, este equipamento realiza o enterramento do duto a partir do funcionamento de duas correntes de serra que giram, cortam e realizam a retirada do substrato de fundo, independente do tipo de substrato (de lama até rocha).

O material desagregado é removido e disposto ao lado da trincheira aberta enquanto duas bombas de sucção, localizadas atrás do equipamento, evacuem o material ainda remanescente no interior da trincheira. Após totalmente limpa a trincheira, o próprio equipamento desce a tubulação no interior da mesma. A figura a seguir (Figura II.2.4-18), ilustra as atividades do equipamento a partir de uma vista lateral, onde se observam as correntes de serra.

a)



b)

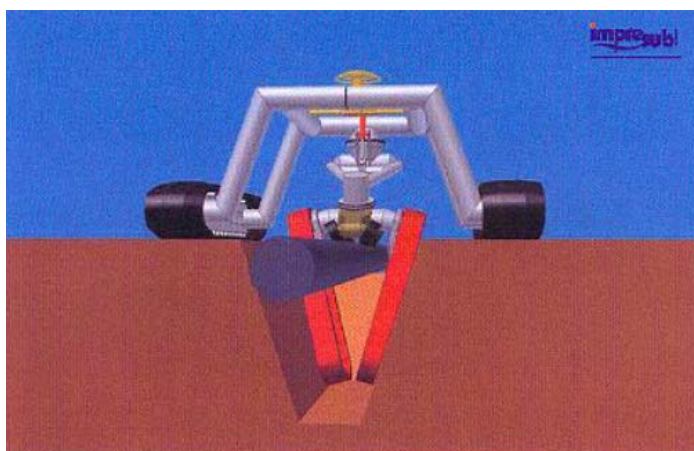


Figura II.2.4-18 – Vista lateral do enterramento do gasoduto

No caso de equipamento utilizando jato d'água, o princípio é o mesmo sendo o corte de material feito através de hastes com bicos para direcionar jatos d'água de forma a cortar o substrato de fundo, sendo dependente do tipo de substrato (não é adequado na presença de rochas).

F.2) Descrição dos procedimentos para a realização dos testes de estanqueidade das linhas, caracterizando-se os fluidos que serão utilizados, quanto à sua composição química, concentrações e volumes envolvidos nas operações, incluindo o seu descarte.

TESTES DE ESTANQUEIDADE DAS LINHAS FLEXÍVEIS

Testes realizados a bordo do LSV

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

Testes Pneumáticos

Realizados preferencialmente com nitrogênio em todas as conexões intermediárias das linhas de fluxo. Caso haja vazamento de nitrogênio no teste, a conexão será refeita com troca dos anéis de vedação, seguido de novo teste pneumático.

Testes Hidrostáticos (com água do mar)

Caso não seja possível realizar o teste das conexões com nitrogênio, deverá ser feito teste hidrostático com água do mar. A verificação da estanqueidade se dará através do monitoramento da pressão injetada (carta registradora). Caso haja vazamento as conexões serão refeitas.

Teste Final das Linhas

Os testes finais para assegurar a estanqueidade e integridade das linhas e de suas conexões flangeadas, bem como das conexões destas linhas com os equipamentos submarinos, consistirão de testes hidrostáticos, utilizando como fluido a água do mar, sendo realizados a partir da própria unidade de produção contra as respectivas ANMs.

A detecção do local do vazamento, caso ocorra, será feita, prioritariamente, sem utilização de um corante traçador.

O procedimento de detecção é realizado seguindo-se as etapas abaixo:

- a) Verificação da queda da pressão no Registrador instalado na Plataforma;
- b) Mantendo-se a linha pressurizada, o ROV percorre o duto buscando sinais de vazamento (borbulhamento e jatos de água), principalmente nas conexões;
- c) Na hipótese de localização do vazamento, a linha deverá ser recolhida (*pull-out*) pelo LSV e a conexão ou ponto da linha que apresentou vazamento deverá ser reparada (o);
- d) Na hipótese de constatação de queda de pressão e não localização do vazamento, o duto é recolhido (*pull-out*) para inspeção, manutenção e posterior lançamento;
- e) É realizado um novo teste de estanqueidade.

Quando houver necessidade do uso do corante traçador, este será descrito no procedimento do teste de estanqueidade. O uso deste produto, normalmente está vinculado ao teste de linhas rígidas.

Procedimentos do Teste Hidrostático

O teste hidrostático é realizado em 4 etapas, conforme detalhado a seguir, sendo o controle de pressão verificado na plataforma, por meio de equipamentos denominados Cartas Registradoras de Pressão, que a registra continuamente.

O teste hidrostático somente poderá ser iniciado, após a estabilização da pressão.

Etapa 1 - PRESSURIZAÇÃO

A linha será pressurizada de acordo com as seguintes condições:

- A taxa de pressurização para o teste hidrostático não poderá ultrapassar 18 Mpa/h (2.610 PSI/h);
- A pressão de teste hidrostático (PTH) deverá ser igual a 1,50 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 igual a 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 não poderá ultrapassar 108 Mpa/h (15.664 psi/h).

Comissionamento

Após os testes é necessária a operação de desalagamento e condicionamento (secagem e inertização) dos dutos, através da passagem de *pigs* com um “colchão” de MEG (monoetileno glicol), acompanhado de um *pig* empurrado por nitrogênio.

TESTES DE ESTANQUEIDADE DO DUTO RÍGIDO

Os testes hidrostáticos serão realizados ao longo de todo o gasoduto, tanto no trecho de 12" como no trecho de 24". Caso o teste hidrostático indique vazamento e o mesmo não possa ser identificado, será injetada fluoresceína.

A ocorrência de vazamento em tubo ou em solda é bastante improvável devido às dimensões do tubo, aos testes de produção e aos testes não destrutivos (Partículas Magnéticas, Raio-X, Ultra-som) realizados e aprovados durante a fabricação, eliminando desta forma defeitos passantes e defeitos lineares. Mesmo que remota, caso ocorra a ruptura no tubo ou na solda, durante o teste hidrostático, a queda de pressão será abrupta (diferente de vazamentos em flanges em que a queda é lenta). Neste caso, a constatação do vazamento pode ser feita visualmente, através do ROV, sem a necessidade do uso da fluoresceína. Logo, a identificação do vazamento com fluoresceína, caso seja realizada, será feita apenas nas conexões, pois conforme explicado acima, caso ocorra vazamento em tubo ou em solda, a constatação do vazamento pode ser feita sem o uso da mesma.

Os testes com fluoresceína serão realizados portanto apenas em dois pontos, nos locais de conexão dos dutos, isto é, junto ao PLEM do FPSO Cidade de São Mateus (duto de 24" e 12"), e nos flanges do PLET próximo do FPSO Cidade de São Mateus (duto de 12").

Considerando-se o diâmetro e longitude diferenciada dos dutos nestes dois trechos, o volume injetado será de 12 m³ para os trechos de 12" (que corresponde a 100 metros de duto cheio de fluoresceína com 40ppm do lado PLET e mais 100 metros do lado PLEM), e 122 m³ para o trecho de 24" (que corresponde a 500 metros de duto cheio de fluoresceína com 40 ppm próximo ao PLEM).

DESALAGAMENTO DO GASODUTO

O desalagamento (i.e., o lançamento da fluoresceína ao mar) do gasoduto de 24", poderá ocorrer junto ao PLEM, a uma profundidade de aproximadamente 5

metros, em local com lâmina d'água de 87 m, ou poderá também ser realizado pela praia, após a zona de arrebentação, onde o descarte será superficial em local com lâmina d'água de 87 m. O desalagamento do gasoduto de 12" poderá ser realizado em dois pontos, no PLET junto ao FPSO Cidade de São Mateus, a uma profundidade de aproximadamente 5 metros, em local com lâmina d'água de 750 m, ou no PLEM, a uma profundidade de aproximadamente 5 metros, em local com lâmina d'água de 87 m.

A modelagem do desalagamento do trecho do gasoduto de 24", considerado o pior caso para o teste de estanqueidade, consta do Anexo II.6-3.

Haverá dois desalagamentos: um no trecho do gasoduto de 12" e outro no trecho de 24". A modelagem do desalagamento do maior volume de descarte (122,0m³) é discutida no capítulo de avaliação de impactos e apresentada em anexo a este EIA.

G) A Curva Prevista para a Produção de Óleo, Água e Gás, Durante a Exploração do Reservatório.

Durante a fase de produção, na qual estará operando a UEP, será produzido gás, conforme previsão apresentada na Figura II.2.4-19.

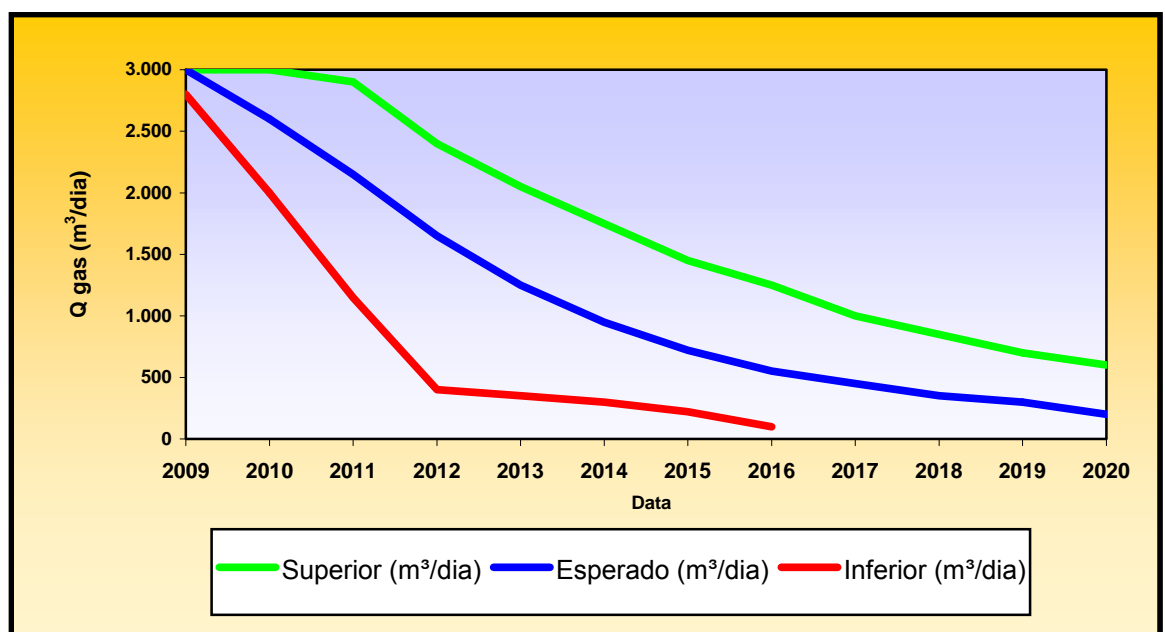


Figura II.2.4-19 - Curva de produção de gás.

Os dados de produção de gás encontram-se consolidados na Tabela II.2.4-4, a seguir.

Tabela II.2.4- 4 - Indicadores da produção de gás.

Campo de Camarupim (mil m ³ /dia)			
Ano	Inferior	Esperado	Superior
2009	2.800	3.000	3.000
2010	2.000	2.600	3.000
2011	1.150	2.150	2.900
2012	400	1.650	2.400
2013	350	1.250	2.050
2014	300	950	1.750
2015	220	720	1.450
2016	100	550	1.250
2017	-	450	1.000
2018	-	350	850
2019	-	300	700
2020	-	200	600

A curva de produção de óleo (condensado) é apresentada na Figura II.2.4-20.

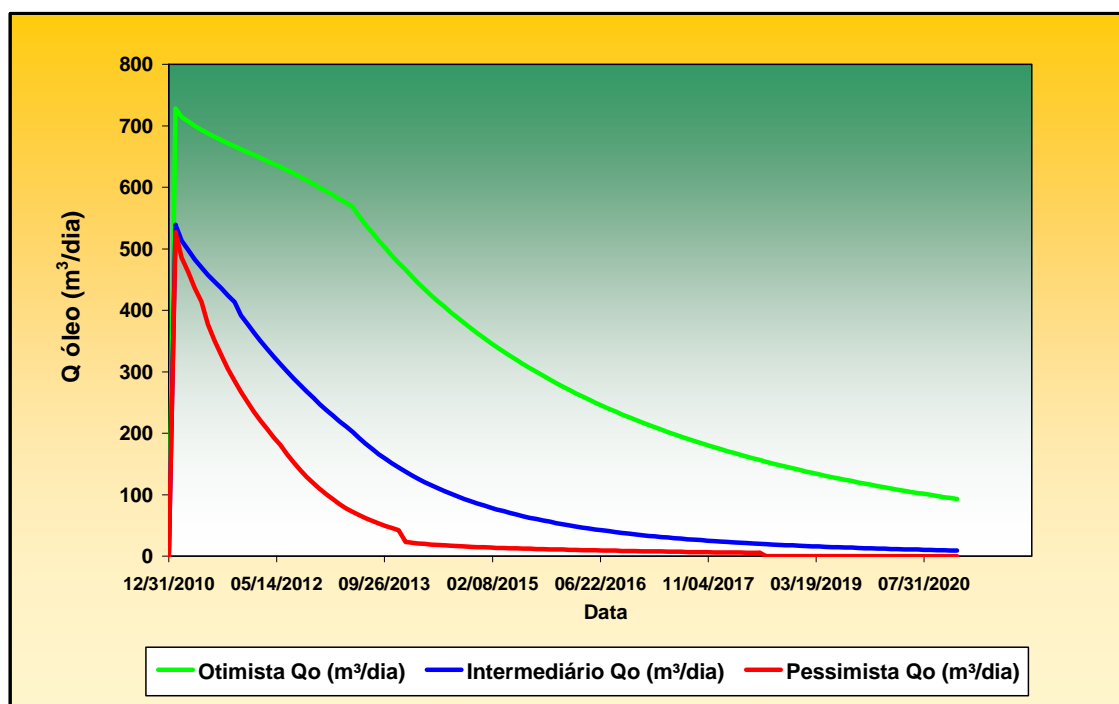


Figura II.2.4-20 - Curva de produção de óleo (condensado).

O fluido proveniente do reservatório, nas condições de pressão e temperatura do mesmo, encontra-se saturado de água. Esta água, ao chegar à plataforma, é condensada e descartada ao mar. Considerando os três poços a serem interligados, o volume previsto de água produzida é de até 5m³ para cada milhão de m³ de gás produzido. A curva estimada de produção de água para este empreendimento consta da Figura II.2.4 - 21.

Este volume de água poderá ser incrementado, caso venham a ser interligados à unidade novos poços, produtores de óleo e gás. Cabe destacar que o FPSO Cidade de São Mateus estará apto a processar 2.000 m³ /dia de água.

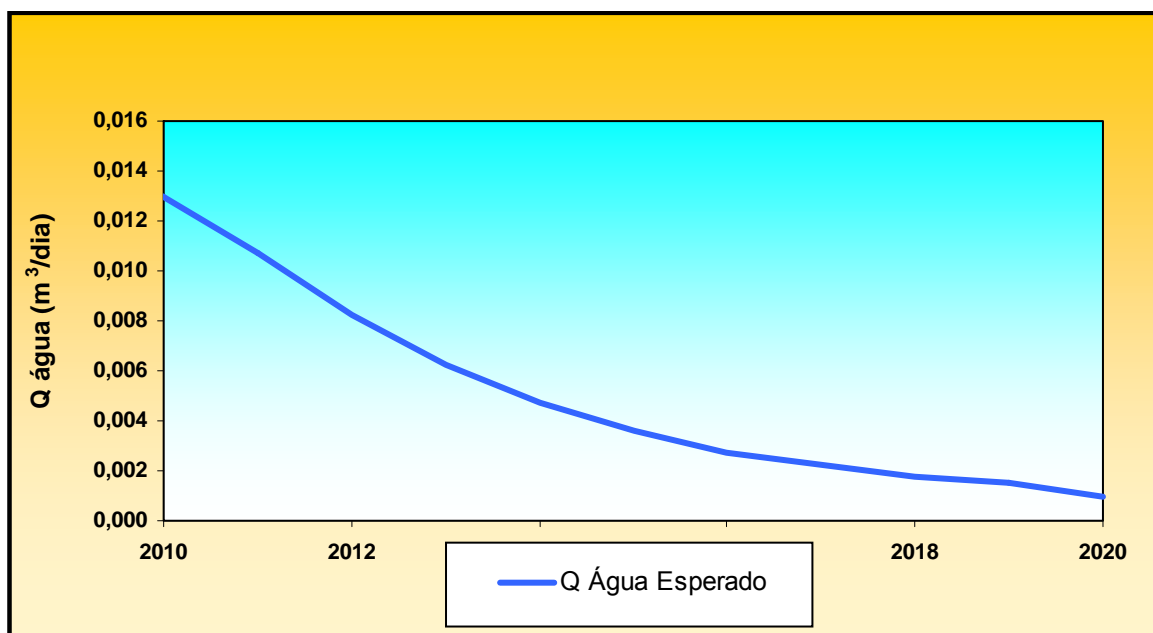


Figura II.2.4-21 - Curva de produção de água.

H) A caracterização química, físico-química e toxicológica (testes agudo e crônico para *Mysidopsis juniae* e *Lytechinus variegatus*, respectivamente, informando os diferentes fatores de diluição), para as substâncias passíveis de descarga, tais como: (i) água produzida, (ii) óleo produzido, (iii) aditivos químicos dos testes de estanqueidade e da água produzida (por exemplo: biocidas, anticorrosivos, etc.). No caso de haver mais de um reservatório, apresentar as características para cada um deles. Os

resultados dos testes deverão ser expressos em partes por milhão (ppm), sendo acompanhados pelos laudos e planilhas laboratoriais.

H.1) Água Produzida

Pode-se afirmar até o momento que não há produção de água da formação a partir do poço exploratório perfurado, o que impede a realização das análises solicitadas neste item do Termo de Referência.

Na situação de produção de água para descarte, os testes agudo e crônico para *Mysidopsis juniae* e *Lytechinus variegatus* serão oportunamente realizados e seus resultados encaminhados à CGPEG/IBAMA.

H.2) Óleo

Embora o petróleo não se caracterize como um produto que venha a ser descartado durante as atividades, a ocorrência de vazamentos acidentais para o ambiente marinho durante a fase de produção poderá atingir algumas espécies da fauna.

Após o início da produção no Campo de Camarupim, se for constatada a existência de óleo, a Petrobras irá realizar os testes agudo e crônico para *Mysidopsis juniae* e *Lytechinus variegatus*, encaminhando seus resultados à CGPEG/IBAMA.

H.3) Aditivos químicos do teste de estanqueidade

O aditivo químico a ser utilizado nos testes de estanqueidade será o Fluorene R2, cujas características físico-químicas constam no Anexo II.2-6.

H.4) Aditivo químico da água produzida

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. Estes testes ecotoxicológicos serão oportunamente enviados à CGPEG/IBAMA, juntamente com a caracterização físico-química do efluente, quando do início da geração de água de produção no FPSO Cidade de São Mateus.

I) A caracterização qualitativa e quantitativa da água produzida (caso já se disponha de informações sobre o reservatório), deverá contemplar, no mínimo, os seguintes parâmetros: (i) sólidos totais, (ii) hidrocarbonetos totais de petróleo (HTP), (iii) hidrocarbonetos poliaromáticos (HPA), (iv) BTEX (benzeno, tolueno, etilbenzeno e xileno), (v) metais pesados (Cd, Cr, Cu, Ni, As, Fe, Hg, Pb, Zn e V), (vi) oxigênio dissolvido, (vii) salinidade, (viii) fenóis, (ix) sulfetos, (x) carbono orgânico total e (xi) densidade.

Durante a realização do teste de formação no Campo de Camarupim, que foi conduzido quando da descoberta da acumulação de hidrocarbonetos, não houve produção de água da formação, o que impediu a obtenção de amostras de água que permitissem a realização das análises solicitadas neste Termo de Referência.

Tão logo seja produzida esta água, a Petrobras estará realizando as análises para os parâmetros solicitados no Termo de Referência e encaminhando os resultados à CGPEG/IBAMA.

J) Os laudos técnicos completos de todas as análises realizadas, devidamente rubricados e assinados pelos técnicos responsáveis, indicando, dentre outros parâmetros, os métodos analíticos, as metodologias de coleta das amostras, os limites de detecção e a significância dos resultados obtidos.

Os laudos técnicos referentes às análises dos produtos utilizados na unidade de dessulfatação e do seu efluente encontram-se no anexo II.2-2.

Os laudos dos testes ecotoxicológicos desenvolvidos para o produto químico empregado nos testes de estanqueidade do gasoduto (Fluorene R2) constam no Anexo II.2.7.

No momento oportuno, os demais laudos técnicos completos contendo os resultados dos testes e análises realizadas com o óleo produzido e água de produção dos poços serão apresentados.

K) Caracterizar as emissões decorrentes da operação das unidades de produção. Deverão ser apresentadas estimativas dessas emissões, de forma qualitativa para as emissões gasosas, e quantitativa para os demais efluentes (águas de produção, efluentes sanitários, entre outros), descrevendo, também, a forma de sua disposição nas unidades.

K.1) Emissões Atmosféricas

O gás produzido pelo FPSO Cidade de São Mateus, a ser exportado para o continente através de um gasoduto, terá uma parte consumida internamente nos diversos equipamentos da unidade, a exemplo das turbo máquinas. Dentre o consumo interno na unidade pode-se ainda relacionar a queima de gás no *flare*, que consiste em medida de segurança do processo.

Para as atividades de produção e armazenamento a serem desenvolvidas no FPSO Cidade de São Mateus está previsto o consumo ou a queima de gás natural em diversos sistemas, que se constituirão em fontes geradoras de emissões decorrentes da queima dos gases, conforme especificado a seguir.

- **Emissões do Sistema de Gás Inerte:** este sistema gera gases para inertização dos tanques de armazenamento de petróleo, sendo obtido através do aproveitamento dos gases de exaustão das caldeiras, onde ocorre queima de combustível (gás natural ou óleo diesel). Os gases resultantes da queima geram o gás inerte, produzindo principalmente dióxido de carbono e água, sendo esta última condensada. Desta forma, o gás a ser liberado consistirá basicamente de Nitrogênio e CO₂, sendo liberado para a atmosfera à medida

que se dê o enchimento dos tanques com petróleo. Este sistema visa assegurar a inexistência de atmosfera explosiva no interior dos tanques de armazenagem de petróleo, que serão permanentemente preenchidos por gás inerte.

- **Emissões de Descarga de Motores de Combustão Interna:** serão emitidos gases provenientes do funcionamento dos motores, turbinas e caldeiras que utilizam como combustível gás e óleo diesel. As emissões resultantes destes equipamentos são decorrentes do produto da combustão desses combustíveis, gás ou diesel. As emissões características para estes tipos de mistura são CO₂, NO_x, CO, hidrocarbonetos parcialmente oxidados, traços de SO₂ e alguns carbonilados minoritários como aldeídos e cetonas.
- **Emissão do Sistema de Gás Combustível:** o sistema de gás combustível poderá liberar gás natural em reduzidos volumes, por ocasião de despressurizações em emergências ou mesmo para manutenção. A liberação em operação normal para purga do sistema poderá ser considerada irrelevante. Quanto à qualidade, estas emissões se caracterizam por serem hidrocarbonetos, cujo componente principal é o metano.
- **Emissão do Sistema de Queima no *Flare*:** uma pequena parte do gás produzido no FPSO Cidade de São Mateus será permanentemente queimada no *flare* da unidade, de forma a manter a chama piloto acesa para eventual necessidade de despressurização da planta. Estima-se este volume de queima no *flare* em 10.000 m³/dia. Basicamente CO₂ e NO₂ serão emitidos pelo sistema de chamas piloto devido às características de queima completa e com excesso de ar. O sistema de *flare* tem a finalidade de coletar todos os alívios de segurança da planta de processo (todos os gases residuais que sejam liberados de válvulas de segurança de sobre-pressão (PSV), válvulas de sangria *blowdown valves* – *BDV* etc), conduzindo-os para queima em local seguro e sem emissão de fumaça, durante a operação normal ou em situações de emergência.

K.2) Efluentes Líquidos

Durante a operação do FPSO Cidade de São Mateus estima-se que serão gerados os seguintes efluentes líquidos: sanitário, de água de produção, da unidade de remoção de sulfatos, do sistema de drenagem e lavagem dos tanques de óleo, e de água do mar utilizada no resfriamento de equipamentos.

Água de Produção:

Estima-se que a produção de água pelo FPSO Cidade de São Mateus será de até 5m³ para cada milhão de m³ de gás produzido. Considerando-se que no pico da produção de gás para os dois poços estima-se o volume de 3 milhões m³/dia, prevê-se que a produção máxima de água será de até 15 m³/dia. Este volume de água poderá ser incrementado, caso venham a ser interligados à unidade novos poços, produtores de óleo e gás. Cabe destacar que o FPSO Cidade de São Mateus estará apto a processar 2000 m³ /dia de água.

Esta água de produção será descartada no mar, em fluxo contínuo, após tratamento. Ressalta-se que a unidade possui sistema de tratamento para a água de produção resultante da separação trifásica, permitindo que toda a água produzida seja tratada e descartada no mar obedecendo as normas ambientais vigentes, i.e., o teor de óleos e graxas (TOG) não poderá ultrapassar 20 mg/L, e a temperatura máxima da água não deverá ser superior 40°C .

O teor de óleo na água descartada é monitorado e registrado pelo OCM (*Oil Content Monitor* – monitor de TOG). Se o teor de óleo ultrapassar 20 ppm, a válvula de descarga do costado do FPSO fecha-se automaticamente, abrindo-se outra válvula automática que direciona o efluente aos tanques de *slop*. O monitor de TOG possui alarme visual e sonoro na Sala de Controle de Processo. O mesmo sinal que aciona o alarme provoca interrupção automática do descarte, com o retorno da água para novo tratamento.

A Figura II.2.4-22 apresenta um fluxograma mostrando o sistema de tratamento de água produzida.

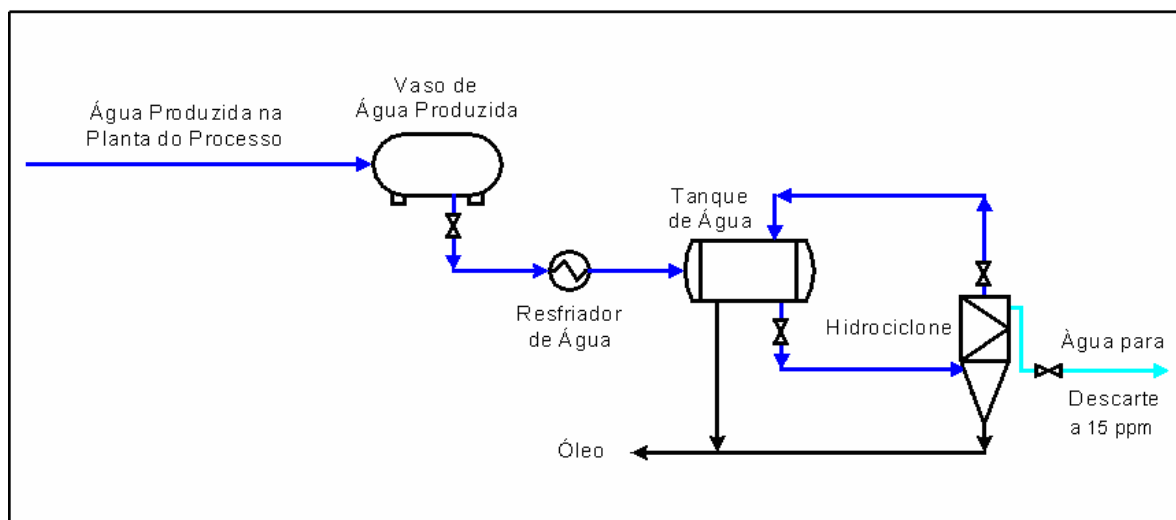


Figura II.2.4-22 – Fluxograma de tratamento de água produzida

Água Salgada de Resfriamento:

A unidade possui 3 bombas de captação de água do mar a ser utilizada no resfriamento dos equipamentos da planta de processo, sistemas de utilidades e produtos. A vazão de descarte desta água poderá ser no máximo equivalente a este volume de captação. Ressalta-se que essa água percorrerá circuito fechado na unidade, não se contaminando com qualquer tipo de produto, mas apenas tendo sua temperatura elevada. Para descarte, a temperatura da água não será superior a 40°C.

Efluentes do Sistema de Lavagem de Tanques do FPSO:

A lavagem dos tanques de armazenamento, efetuada para remover depósitos e sedimentos de fundo dos tanques de carga, poderá realizada utilizando-se óleo COW (*Crude Oil Washing* - lavagem com óleo cru), proveniente de uma derivação do óleo exportado pelas bombas de transferência de óleo, ou água dos tanques de decantação.

Os resíduos de lavagem, contendo óleo, serão reciclados para o sistema de carregamento de óleo e transferidos para os navios aliviadores, enquanto os resíduos de lavagem contendo água retornarão para os tanques de *slop*, até a realização de sua limpeza de fundo, quando se faz um bombeio para o navio aliviador.

Predominam as lavagens com óleo, sendo utilizada água nas lavagens somente quando, periodicamente, os tanques da embarcação serem inspecionados. Para isso é necessário realizar a lavagem dos mesmos com água, que se processa através do aquecimento da água nos tanques de *slop* e circulando-a pelos tanques de carga.

Água do Sistema de Drenagem do FPSO:

Os efluentes decorrentes da água de chuva e do sistema de combate a incêndio das áreas classificadas serão direcionados diretamente para o mar. Um outro sistema contemplará os drenos das áreas classificadas, onde os efluentes contendo partículas de hidrocarbonetos (água oleosa) serão alinhados para os tanques de *slop* do navio, para segregação dos contaminantes de óleo, antes de serem descartados ao mar. Nesses tanques os contaminantes oleosos serão separados da água, recuperados e enviados para tancagem normal de óleo cru.

Efluentes Sanitários do FPSO:

Os volumes diários de efluentes sanitários a serem gerados são equivalentes a uma população de aproximadamente 100 pessoas embarcadas na unidade, com uma taxa de geração de 200 litros/pessoa/dia. Desta forma os volumes esperados são de 20m³/dia.

Efluente do Teste de Estanqueidade:

Os testes de estanqueidade serão realizados no gasoduto, de forma a verificar eventuais vazamentos nas interligações., O efluente gerado e o processo

de descarte encontram-se descritos no item F.

Sistema de coleta, tratamento e descarte de fluidos

O sistema de drenagem do FPSO Cidade de São Mateus destina-se a coletar e tratar adequadamente todos os hidrocarbonetos líquidos resultantes de operações de drenagem no FPSO.

O sistema de drenagem do convés tem por objetivo atender a todos os equipamentos localizados na estrutura do convés, os quais estão montados sobre estruturas de suporte com bandejas (*skids*), que por sua vez estão montadas sobre estruturas maiores (módulos), também com bandejas. As bandejas dos equipamentos são dotadas de um ou mais ralos sifonados, dependendo da dimensão, que coletam respingos de óleo e água da chuva, direcionando-os para o coletor de drenagem ao longo do convés. Deste coletor, o líquido é conduzido para os tanques de coleta de dreno e água produzida (*slops*), que fazem parte do sistema de tratamento de água produzida, já descrito no subitem A-1 deste documento.

As bandejas dos módulos também possuem um ou mais ralos, porém devido às grandes dimensões das bandejas, estes ralos possuem um dispositivo de transbordo para, em caso de atuação do sistema de combate a incêndio por dilúvio, direcionar o excesso de água para o mar.

Eventuais vazamentos de óleo e a água de lavagem do convés principal são contidos pelo dique (trincanizes) existente em toda sua extensão e direcionados também para o tanque de drenagem em decorrência da inclinação da embarcação (constantemente derreada). A drenagem do laboratório é enviada para uma rede de pequeno porte direcionada para a tancagem de *slop*.

Efluentes oleosos coletados nas diversas operações do FPSO são injetados na corrente de óleo produzido, onde são tratados e encaminhados para os tanques, não representando um rejeito do processo.

A unidade de tratamento de esgotos sanitários do FPSO Cidade de São Mateus é projetada de acordo com os requisitos IMO/MARPOL possuindo três compartimentos do tipo biológicos, além de provisão para descarga de efluente através de uma conexão padrão internacional (*international shore connection*),

que é localizada no convés principal a 29,5 m acima da linha de base. Esta unidade de tratamento é constituída dos seguintes elementos:

- Compartimento de aeração;
- Compartimento de sedimentação;
- Compartimento de desinfecção;
- Sopradores de ar (ventiladores);
- Bombas de descarga de efluentes;
- Unidade de cloração e
- Painel de controle.

Os demais efluentes domésticos do FPSO Cidade de São Mateus recebem destinações distintas, conforme se segue:

- Efluentes de Cozinha: Descarregado diretamente ao mar. Possui alternativa de ser direcionado à unidade de tratamento de esgotos.
- Efluentes de Enfermaria: unidade de tratamento de esgotos sanitários.

L) Descrição dos sistemas de segurança e de proteção ambiental que equipam a unidade de produção, e quaisquer outras (p.ex. Unidade de lançamento de dutos), que estarão em funcionamento durante a atividade (exceto barcos de apoio). Deverão ser descritos: sistema de posicionamento dinâmico e/ou de ancoragem; sistema de conexão com as linhas de escoamento; sistemas de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos (gás, óleo, diesel, etc); sistemas de manutenção; sistema de segurança; sistemas de medição e monitoramento; sistema de geração de energia de emergência (destacando os subsistemas atendidos); sistema de coleta, tratamento e descarte de fluidos (esgoto, águas e resíduos de cozinha, água de produção, drenagem de conveses e águas oleosas, e osistema de coleta e destinação de óleos sujos); caracterização e disposição de rejeitos.

L.1) *Unidade de Produção*

- **Sistemas de segurança e sistemas de detecção de vazamentos (gás, óleo, diesel, etc) e os dispositivos para contenção e bloqueio dos mesmos, e sistema de combate a incêndio.**

O Sistema de Detecção de Incêndio e Gás atenderá a todo o FPSO Cidade de São Mateus, monitorando continuamente todas as áreas onde possam ocorrer incêndios ou formação de mistura Inflamável. O sistema detectará qualquer um destes eventos, alertará o pessoal e iniciará uma seqüência de ações para minimizar as conseqüências.

O Sistema de Detecção de Incêndio e Gás, dependendo da prioridade do estado de alarme, iniciará a operação automática das seguintes funções: alarmes do FPSO e Paradas de Emergência apropriadas através do sistema ESD.

O FPSO será dividido em zonas de Incêndio e Gás, sendo essas zonas parte essencial da filosofia de resposta de incêndio, consistentes com os objetivos de detecção e proteção em todo o FPSO. O monitoramento de todos os detectores FGS (*Fire and Gas System*) será feito através da interface gráfica da estação de controle (*Man Machine Interface - MMI*), localizada na Sala de Controle Central (CCR). A informação FGS também será repetida na interface homem-máquina na Sala de Controle de Máquinas (ECR). O alarme geral sonoro PA/GA será acionado quando houver a confirmação de gás ou incêndio.

Os sensores de incêndio e gás poderão ser desativados a partir da CCR durante a manutenção das instalações ou equipamentos, evitando parada inadvertida ou acionamento do alarme PA/GA devido às condições falsas de detecção de incêndio e gás. Caso o sensor não retorne à condição normal de operação após a manutenção, decorrido um tempo determinado, a inibição é cancelada automaticamente. O cancelamento automático será precedido de um anúncio visual e sonoro na estação de controle da CCR.

Filosofia de Parada por Incêndio e Gás

A detecção confirmada de incêndio e/ou de vazamento de gás em áreas de Processo e/ou Praça de máquinas tem como consequência o acionamento de Parada de Emergência (Nível 2). A detecção de gás no invólucro de um turbo gerador tem como consequência a parada somente do gerador associado. O Sistema de Detecção de Incêndio e Gás (*Fire and Gas System - FGS*) ativa a parada e o isolamento elétrico dos equipamentos, conforme a seguir.

Isolamento Elétrico da Sala Local de Equipamentos (LER): Ocorre quando há a detecção de incêndio ou gás confirmado na sala de equipamentos, ocorrendo o fechamento dos registros de ventilação da sala local de equipamentos quando há detecção de 20% do limite inferior de explosividade de gás no sistema de ventilação e pressurização.

Detecção de gás

Devido ao carregamento contínuo de petróleo bruto proveniente da planta de processo, o gás dos tanques de carga será liberado continuamente durante as operações normais e intermitentemente em grandes volumes durante o lastro de emergência dos tanques de carregamento ou operações de lavagem dos tanques. A liberação do gás será feita através de um ponto de ventilação comum.

O sistema de ventilação dos tanques será concebido de forma a permitir a dispersão suficiente da mistura de vapor, evitando acúmulo de gás que atinja qualquer detector e provoque alarmes durante as operações. Os detectores de gás de hidrocarbonetos serão instalados com as seguintes finalidades:

- Para detectar liberação de gás em locais com áreas abertas ventiladas, naturalmente com potencial de risco de vazamento significativo de gás de hidrocarbonetos;

- Para detectar quaisquer liberações de gás em áreas fechadas por onde passem tubulação ou equipamentos que operem com hidrocarbonetos;
- Para detectar gás em áreas fechadas, ventiladas naturalmente onde o gás poderia se acumular;
- Para detectar gás em todas as entradas de ventilação forçada de áreas fechadas onde pessoas possam estar presentes ou nos locais onde são montados equipamentos elétricos. Isto inclui também as entradas de ar condicionado para a Sala Local de Equipamentos, Laboratório na instalação de processo e Praça de máquinas;
- Para detectar gás em todos os invólucros de equipamentos rotativos (por ex. turbinas a gás);
- Para detectar gás em todas as entradas de ventilação e ar de combustão de equipamentos rotativos;
- Em todas as entradas de áreas fechadas onde pessoas possam estar presentes, onde sejam montados equipamentos elétricos e onde haja possibilidade de entrada de gás.

Análises realizadas no gás do Campo de Camarupim indicaram que não há um teor significativo de H₂S.

Todo detector de gás será capaz de detectar metano, já que este é o gás predominante no petróleo bruto. Os sensores usados para detecção de gás serão do tipo infravermelho, sendo suficientemente confiáveis para evitar alarmes falsos.

Os pontos de ajuste dos detectores de infravermelho são expressos como uma porcentagem do Limite Inferior de Explosividade (*Lower Explosion Limit – LEL*) e ajustados conforme o seguinte:

- Baixo Nível de Gás (LLG) 20% LEL;
- Alto Nível de Gás (HLG) 60% LEL.

A detecção de gás inflamável por qualquer detector de gás (LLG) inicia um alarme conforme o seguinte:

- Indicação visual e alarme audível na CCR;
- Indicação visual/audível no painel repetidor.

Os detectores serão ajustados para detectarem vazamentos de gás de hidrocarbonetos contidos em tubulação dentro de dutos ventilados mecanicamente. As ações corretivas serão iniciadas em 20% LEL. A detecção de gás inflamável por qualquer detector de gás (HLG) iniciará um alarme conforme o seguinte:

- Indicação visual e alarme audível na CCR;
- Indicação visual/audível na HMI na ECR;
- Alarme audível de gás em todo o FPSO.

Para limitar a passagem de gás para os alojamentos, as entradas do sistema de ventilação e ar condicionado serão providas com detector de gás por voto (2 entre 3), que deverá desligar automaticamente os ventiladores e fechar os dutos de ventilação. Esse processo também é iniciado em 20% LEL.

A detecção confirmada de alto nível de gás em um local onde o voto (2 entre 3) esteja instalado é considerada como uma situação potencialmente perigosa, iniciando uma Parada de Emergência (ESD - Nível 3) imediata.

Detecção de Incêndio

Os detectores de incêndio a serem instalados no FPSO Cidade de São Mateus estarão em conformidade com as exigências SOLAS para a parte do “navio”, e de acordo com as exigências NFPA para as instalações da planta de processo e no restante da embarcação.

A detecção de incêndio se dará automaticamente através de sensores de calor, detectores de chama infravermelha, fumaça, sistemas de tampão e fusível pneumático instalados nas áreas apropriadas e por meio de Pontos de Chamada de Alarme Manual (*Manual Alarm Call-Points - MAC*) localizados estrategicamente ao longo do FPSO.

Detectores de fumaça serão instalados em todas as áreas fechadas onde se possa prever fumaça no estágio inicial de um incêndio, como por exemplo, nas áreas de alojamentos, sala de máquinas, sala de bombas, almoxarifado e laboratório. Um sistema de detecção de fumaça para alarme imediato será usado na Sala Local de Equipamentos (LER) e na praça de máquinas.

Detectores de fumaça com votação 2 em 3 serão instalados em cada uma das entradas de ventilação dos alojamentos para detectarem a entrada de fumaça. Na detecção de fumaça confirmada dentro das entradas de ventilação, os ventiladores serão parados automaticamente.

Detectores de calor do tipo termo velocimétrico serão usados em nas áreas que não sejam apropriadas para detectores de fumaça, tais como:

- Salas de Recreação;
- Cozinha, Refeitório e coifa da Cozinha;
- Oficina da Sala de Máquinas;
- Lavanderias.

Detectores de chama de infravermelho serão instalados tanto em áreas abertas de ventilação natural com risco elevado de incêndio, tais como o convés principal do navio e áreas fechadas perto de equipamentos acionados por motores a gás, quanto nas instalações de processo onde não estejam instalados sistemas de dilúvio, mas onde sejam manuseados líquidos inflamáveis.

Os detectores de incêndio serão conectados a circuitos fechados nas áreas do alojamento para minimizar os custos de cabos e painéis. Nas áreas de processo somente serão utilizados detectores de incêndio individuais e por voto 2 em 3.

Os Pontos de Chamada de Alarme Manual (MAC) serão instalados de acordo com o SOLAS através dos espaços de alojamentos, áreas de serviço e estações de controle. Além disto, serão instalados MACs no heliponto, nos pontos de reunião e perto das rotas de escape nos módulos da planta de processo. O pessoal dos alojamentos deverá estar sempre a menos de 20 metros de um MAC.

Nas instalações de processo os regulamentos do NFPA são aplicáveis. Os MACs têm fiação em circuitos separados.

A detecção automática de incêndio será feita por detectores de incêndio por votação, localizados estrategicamente onde haja maior possibilidade de ocorrência de vazamentos.

O *skid* de controle de dilúvio deverá possuir sensor de pressão para confirmação da operação da válvula de dilúvio, válvulas manuais de teste/isolamento, solenóide dupla de controle para permitir a operação remota e parada do dilúvio. Os solenóides estarão desenergizados nas circunstâncias normais e possuem um dispositivo sensor de corrente para monitorar sua função durante todo o tempo.

Em caso de detecção de incêndio, as seguintes ações serão tomadas automaticamente:

- Indicação Áudio/Visual na CCR.
- Inundação de dilúvio na área apropriada.
- As turbinas a gás possuirão sistemas de detecção/combate a incêndio nos seus invólucros.

Sistema de Combate a Incêndio

Para o FPSO Cidade de São Mateus está previsto um sistema de combate a incêndio projetado de acordo com as regras do ABS - *Steel Vessel Rules 2000*, *Guide for Building and Classing of Facilities on Offshore Installations 2000* e do Regulamento IMO-SOLAS (*Safety Of Life At Sea*).

O sistema de combate a incêndio será composto pelos subsistemas de dilúvio e espuma, que atendem às suas respectivas áreas por meio do anel de espuma e do anel de incêndio, sendo os mesmos mantidos pressurizados com água captada do mar. A água de combate a incêndio será suprida aos locais aplicáveis através dos seus respectivos sistemas de dilúvio ou hidrantes e a espuma será

suprida ao convés pela ativação do sistema de espuma, o qual permite a mistura de Líquido Gerador de Espuma (LGE) com água de incêndio (água salgada). Utilizando-se um proporcionador, o LGE será adicionado à água de incêndio para formar a mistura, a qual é conduzida às áreas aplicáveis através de dutos normalmente secos e dedicados. Uma válvula de dilúvio por espuma será atuada para ativar o sistema de dilúvio de espuma.

Sob os módulos de produção e facilidades haverá uma malha de difusores de espuma. Já as áreas livres do convés e as estações de transferência de *offloading* e lavagem do mangote de transferência serão atendidas por canhões de espuma.

Para fins de combate a incêndio por dilúvio, as instalações do FPSO Cidade de São Mateus serão divididas de acordo com a identificação de requisitos de dilúvio, assim sendo: Varanda dos *risers*, Módulos de Processo e Módulos de Facilidades.

Toda água do sistema de combate a incêndio será captada diretamente do mar através das bombas. Nos compartimentos onde estão instalados equipamentos elétricos serão previstos sistemas dedicados de combate a incêndio por CO₂.

Sistema de Proteção de Alta Integridade (HIPPS)

Serão realizadas análises de risco para avaliar a necessidade de instalação desse sistema no FPSO Cidade de São Mateus.

Sistema de Comunicação Pública

O Sistema de Comunicação Pública/Alarme Geral (PA/GA) será constituído de alto-falantes localizados em toda a embarcação para facilitar os anúncios públicos e sinais de alarme de emergência. A iniciação destes sinais de alarme será pelo Sistema de Detecção de Incêndio e Gás e ESD.

O sistema PA/GA será mantido por uma Fonte Ininterrupta de Energia (*UPS - Uninterrupted Power Supply*). Quatro sinais diferentes de alarme serão utilizados. Nas áreas ruidosas os alarmes serão acompanhados de sinalização visual através do uso de lâmpadas de estado.

Os anúncios durante o soar de um tom de alarme têm prioridade. O nível de som do tom de alarme será emudecido automaticamente. Os cabos para o sistema PA/GA serão resistentes a fogo.

Segurança e Controle do Processo

O FPSO Cidade de São Mateus será convertido a partir de uma embarcação já existente, através da adição de novos equipamentos de processamento e fundeio, utilizando a maioria de seus equipamentos originais marítimos para apoiar a operação do FPSO.

Os equipamentos de processo, que são divididos em módulos, possuirão dispositivos para controle de processo básico e sistemas instrumentados para proteção adicional de pessoal e/ou equipamentos essenciais.

O processo geral consiste de três áreas principais: *Risers*, Processo e Marítima, com as áreas de controle funcional subdivididas conforme a seguir:

Tabela II.2.4-5 – Sistema de controle do processo por área.

<i>Risers</i>	Controle submarino (em conjunto com os equipamentos de superfície) Monitoração e controle dos <i>risers</i> Recebedores de <i>pig</i>
Marítima	Monitoração do carregamento e do conteúdo dos tanques de carga Controle de carregamento e de esforços e estabilidade Transferência de óleo (<i>Offloading</i>) Parada das bombas de carga Controle do gás inerte Controle da caldeira
	Controle Geral e Monitoramento do Sistema Submarino Controle e Proteção dos Turbo Geradores Controle da Planta de Processo

Processo	Sistema de Medição de Transferência de Custódia Controle dos Compressores de Gás Controle de Injeção de Água Controle de Tratamento de Água Controle da Unidade de Desidratação de Gás Controle do Queimador Controle do Sistema de Utilidades
----------	--

Os controles e proteções da unidade serão concebidos através de uma combinação de vários sistemas, como o sistema principal de controle do processo, o sistema principal de parada de emergência, o sistema principal de detecção de incêndio e gás, associados à filosofia de controle dos fabricantes dos equipamentos. Têm-se ainda como parte do controle o Alarme geral e o Sistema de Comunicação Pública (*General Alarm/Public Address - GA/PA*) para alertar o pessoal sobre a existência de um perigo em potencial e para transmitir instruções.

Cada uma das áreas da embarcação possuirá requisitos para monitoração do processo, controle de processo e proteção, fornecidos por um ou mais dos seguintes sistemas:

- Sistema de Controle de Processo (PCS), incluindo interfaces do operador;
- Parada de Emergência (ESD), incluindo instalações para parada manual;
- Sistema de Detecção de Gás e Incêndio (FGS);
- *Skids*/Sistemas de Medição da Transferência de Custódia;

Todos os gabinetes de equipamentos do Sistema Integrado de Segurança e Controle - ICSS (com a exceção indicada abaixo) serão abrigados na Sala Local de Equipamentos (LER) e na área de alojamento. As interfaces principais de operação serão localizadas na Sala de Controle Central (CCR). Existem instalações adicionais de operação, sob uso protegido, na Sala Local de Equipamentos (LER), além de um gabinete PCS na CCR para interface com sinais e botões locais.

A visualização e o acompanhamento de todos os dados de operação serão feitos preferencialmente através dos consoles do PCS na CCR. Isto será possível

devido às interfaces de dados entre o PCS e outros elementos do sistema de controle.

Serão previstos quatro níveis de parada no FPSO Cidade de São Mateus, que variam desde a parada da unidade de processo ou de uma unidade de pacote não crítico até a paralisação total do FPSO e dos poços.

Tabela II.2.4-6 – Níveis de parada de segurança

Nível 1	Parada de Equipamento (USD)
Nível 2	Parada do Processo (PSD)
Nível 3	Parada de Emergência da Embarcação (ESD)
Nível 4	Posto de Abandono de ESD da Embarcação (PESD)

Os pré-alarmes indicarão através do PCS quando uma falha operacional ou falha do equipamento provoca um desvio de uma unidade de processo além dos limites operacionais aceitáveis. Se o PCS ou o operador não puder corrigir a situação, então a parada será iniciada automaticamente pelos sistemas de proteção, ou manualmente por ação do operador.

Os sistemas físicos (PCS e ESD) onde estão configuradas e operam as diversas funções de parada automática serão determinados com base nos seguintes critérios:

- Nível exigido de desempenho confiável
- Racionalização e simplificação da configuração lógica.
- Minimização das transferências de sinais entre sistemas.
- Manutenção dos sistemas padronizados e comprovados dos fornecedores.

Os critérios a seguir serão utilizados na definição da função de cada um dos níveis de parada, de modo a fornecer fases ordenadas e estruturadas para a parada da instalação e minimizar o tempo parado desnecessário, enquanto se mantém o nível exigido de proteção do pessoal e equipamentos:

Nível 1 – Parada de Equipamento (USD)

A USD Nível 1 é uma ação de parada de proteção iniciada quando ocorre um estado indesejável dentro de um equipamento. Não resulta em perda de produção de petróleo bruto. A ação de parada é para proteger o sistema, o FPSO ou parte dos equipamentos e garantir a operação segura. Na parada (manual ou automática), o anúncio local e da sala de controle são transmitidos. O equipamento poderá ser parado para sua própria proteção, manualmente pela Sala de Controle Central (CCR) ou automaticamente. Outros equipamentos não são necessariamente afetados. A USD Nível 1 deixa o equipamento afetado parado e isolado, sob pressão normal.

Nível 2 – Parada de Processo (PSD)

Se a parada da unidade provocar a interrupção da produção, irá provocar a PSD Nível 2. Como nenhum gás é produzido durante a parada total do processo, é iniciada a troca do combustível de gás para diesel na geração de energia e nas caldeiras.

A PSD é iniciada automaticamente, ou manualmente pela Sala de Controle Central ou locais estratégicos nas áreas de processo. Na PSD é transmitido o anúncio local e da sala de controle. Uma Parada do Processo é ativada pelas seguintes situações:

- Parada da Energia Principal na PSD.
- Operação de uma botoeira da CCR.
- Nível muito alto nos vasos de *flare* de alta ou baixa pressão.
- Pressão muito baixa nos sistemas hidráulicos de alta ou baixa pressão.
- Nenhuma bomba de captação de água do mar operando.
- Pressão muito baixa de ar de instrumentos.

Para reduzir a probabilidade de paradas falsas do processo, os transmissores do sistema de ar de instrumentos são planejados para operar baseados em

informações oriundas de 2 entre 3 sensores, caracterizando sistema de votação em uma base de 2 entre 3 votos.

A ativação da Parada de Processo tem como conseqüências:

- Fechamento de todas as Válvulas SDV de óleo e gás do processo;
- Parada de todas as bombas e motores;
- Passagem dos Turbogeneradores para combustível diesel;
- Passagem das Caldeiras para combustível diesel;
- Parada do sistema de injeção de produtos químicos (não em todas as condições);
- Parada do sistema de Água Produzida;
- Parada da injeção de água (não em todas as condições);
- Parada da Unidade (USD);

Nível 3 – Parada de Emergência do FPSO (ESD)

As ESDs Nível 3 são provocadas por condições externas não relacionadas diretamente com as atividades básicas de controle de processo, ou por uma emergência que impeça a operação segura do sistema de produção, tal como incêndio confirmado, grande vazamento de hidrocarbonetos ou liberação confirmada de vapor/gás. A parada afeta as válvulas de cabeça do poço, o trem de produção de óleo e gás, sistemas dependentes da continuidade da produção e sistemas de utilidades incluindo os geradores de energia.

A ESD Nível 3 é ativada automaticamente por qualquer um dos seguintes eventos:

- Incêndio confirmado ou alto nível de gás (HLG) em áreas perigosas;
- Incêndio confirmado ou HLG na vizinhança do Centro de Controle de Motores (MCC) ou da Sala Local de Equipamentos (LER);
- Incêndio confirmado ou HLG nas entradas de ventilação da Sala de Máquinas.

Uma ESD Nível 3 pode ser iniciada manualmente na Sala de Controle Central, Sala de Comunicações e estações de Parada de Emergência localizadas seletivamente nas seguintes áreas:

- Rota de Escape dos Alojamentos, espaços de máquinas e conveses de processo;
- Escada do Heliponto;
- Embarcação de sobrevivência;
- Sala de Controle Central.

Na iniciação manual de uma Parada de Emergência - Nível 3 devido a um incêndio confirmado ou alto nível de gás nas instalações de processo as seguintes ações ocorrem:

- Todas as válvulas das árvores de natal são fechadas;
- Todas as válvulas de parada de emergência (SDV) dos *risers* e da planta de processo assumem sua condição de segurança;
- Os trens de separação e trens de compressão de gás são isolados e despressurizados;

Em caso de Parada de Produção - Nível 2 é iniciada:

- Sistema de dilúvio é ativado automaticamente ou manualmente;
- Passagem automática do combustível das caldeiras de gás para diesel;
- Passagem automática do combustível dos turbogeradores de gás para diesel.
- Em caso de nível alto de gás nas entradas de ar das turbinas a gás ou incêndio confirmado avante do módulo de alojamento, adicionalmente às ações de ESD Nível 3, são parados os Geradores.

No início da Parada de Emergência por incêndio confirmado ou detecção de gás na Sala Local de Equipamentos (LER), as seguintes ações adicionais ocorrem:

- Isolamento da energia elétrica de e para o Centro de Controle de Máquinas (MCC) localizado na LER;
- Fechamento dos *dampers* de ar no centro de controle de máquinas (MCC).

No início da parada de emergência por detecção de gás nas entradas de Ventilação da Sala de Máquinas, as seguintes ações adicionais ocorrem:

- Parada do sistema de geração de energia do FPSO;
- Isolamento da energia elétrica de ou para o Centro de Controle de Máquinas (MCC) localizado na Sala de Controle do Gerador/Motor (ECR).

Os seguintes equipamentos continuam em operação:

- Sistemas ininterruptos de energia;
- Sistema de Detecção de Incêndio e Gás;
- Iluminação de Escape (luminárias autônomas com baterias);
- Bombas de incêndio com acionadores diesel-hidráulicos;
- Auxílio à Navegação (mantido por baterias locais);
- Instalação de Rádio;
- Sistema de comunicação pública.

Nível 4 – Parada Pós Emergência (PESD)

A Parada Pós Emergência Nível 4 (*Post Emergency Shut Down - PESD*) é acionada em caso de emergência extrema, quando a vida das pessoas está ameaçada. Uma PESD Nível 4 é iniciada no caso de explosão severa, incêndio

incontrolável ou risco iminente de naufrágio e é implementada quando necessária para eliminar todas as possíveis fontes de ignição antes do abandono do FPSO.

Uma PESD Nível 4 só pode ser iniciada por operação manual a partir das estações PESD, localizadas em cada embarcação de sobrevivência, na Sala de Controle Central (CCR) e escada do heliponto, e somente se o FPSO já se encontrar em ESD Nível 3.

Uma Parada Pós Emergência acarreta a desconexão de todas as fontes de corrente contínua, exceto para sistemas selecionados que são isolados automaticamente após um retardo de 30 minutos. Estes sistemas são os seguintes:

- Sistema de Detecção de Incêndio e Gás;
- Sistemas ininterruptos de energia;
- Equipamentos de controle de processo;
- Equipamentos de rádio e telecomunicações.

Dentro do tempo de retardo, o sinal de isolamento automático pode ser abortado a partir da Sala de Controle Central. As bombas de incêndio acionadas por motor diesel-hidráulico, os sistemas de auxílio à navegação e iluminação de escape continuam em operação. As válvulas de segurança dos poços, localizadas em suas árvores de natal no fundo do mar, são fechadas e o alarme PESD é acionado.

A ativação da Parada PESD tem como conseqüências:

- Parada de toda a geração de energia e equipamentos do FPSO.
- Inibição da partida do gerador de emergência ou interrupção do seu funcionamento.
- Isolamento de todas as chaves e sistemas de baterias UPS.
- Fechamento de todas as válvulas das árvores de natal dos poços.
- Isolamento das baterias dos sistemas de telecomunicações após um retardo de tempo de 30 minutos.

- Isolamento da fonte ininterrupta de energia elétrica (UPS) do Sistema de Controle e Segurança com retardo de tempo para permitir que a monitoração da detecção de incêndio e gás continue após a perda da energia principal.
- Isolamento da fonte ininterrupta de energia elétrica (UPS) com retardo de tempo para permitir o fechamento das válvulas submarinas dos poços na seqüência correta.
- Despressurização das válvulas direcionais dos sistemas hidráulicos de alta e baixa pressão para comando das válvulas submarinas.

Após a ativação de uma Parada Nível 4, os únicos equipamentos do FPSO que permanecem em operação são os seguintes:

- Baterias da UPS do Sistema de Controle e Segurança durante toda a parada com retardo de tempo.
- Sistemas de Telecomunicações e comunicação geral (PA) durante toda a parada com retardo de tempo.
- Iluminação de Emergência e Sistema de Navegação, através de suas fontes autônomas por baterias.
- Bombas de incêndio acionadas por motores a diesel.
- Baterias da UPS do sistema de Iluminação do heliponto.

A parada das UPS com retardo pode ser abortada através de um interruptor no Painel Matriz de Parada na Sala de Controle Central.

A Parada da Energia Principal pode ser causada pelos seguintes eventos:

- Falha de todos os Geradores Principais de Energia.
- Perda de todas as bombas de Água de Resfriamento.

Para reduzir o número de paradas por falhas espúrias, os transmissores do serviço acima são arrançados para operar com base nas informações de 2 entre 3 sensores, o que corresponde ao sistema de votação 2 em 3. Ou seja, a parada só é acionada quando 2 dos 3 transmissores são alarmados.

Sistema de ancoragem e sistema de conexão com as linhas de escoamento

O FPSO Cidade de São Mateus será equipado com sistema de ancoragem que utiliza linhas de composição mista (amarra e cabo de poliéster), conectadas a estacas torpedo cravadas no solo marinho, e que se conectam no FPSO.

O Sistema de ancoragem será do tipo *spread mooring*. Neste sistema, várias linhas de ancoragem se encontram distribuídas ao longo de um dos costados da embarcação (bombordo ou boreste), de modo a resistir a carregamentos decorrentes de diversas condições ambientais (ventos, ondas, correntes), vindos de quaisquer direções.

Sistemas de manutenção

A manutenção dos equipamentos será realizada durante todo o tempo e envolve uma grande variedade de atividades. Realizada com a finalidade de conservar, melhorar ou restituir a instalação, sistema ou equipamento às condições que lhe permitam realizar sua função. Conforme as condições especificadas, a manutenção no FPSO Cidade de São Mateus será dividida em 4 níveis:

Manutenção corretiva: Manutenção efetuada após a ocorrência de falha para recolocar uma instalação, sistema ou equipamento em condições de executar suas funções requeridas.

Manutenção preventiva: São assim chamadas as intervenções de manutenção realizadas visando corrigir defeitos antes de ocorrer a falha.

Manutenção preventiva periódica ou sistemática: São as intervenções de manutenção preventiva que se dão em intervalos de tempo pré-determinados e

constantes, sendo baseadas em experiência empírica, catálogos ou manuais, ou ainda no histórico de vida do equipamento ou sistema.

Manutenção preditiva: São as intervenções de manutenção preventiva que ocorrem baseadas na análise dos parâmetros de operação (pressão, vazão, temperatura, vibração), os quais predizem o melhor momento para intervir no equipamento ou sistema. São tarefas de manutenção que visam acompanhar a operação da instalação, sistema ou equipamento por monitoramento, medições ou controle estatístico para tentar prever ou predizer a proximidade da ocorrência de uma falha. Incluem-se como manutenção preditiva as tarefas de ferrografia, termografia, análise de óleo lubrificante, monitoramento de vibração, dentre outras. A intervenção efetuada em decorrência do conhecimento do estado operacional, obtido através de manutenção preditiva, denomina-se Manutenção Preventiva sob Condição.

Descrevem-se a seguir as principais atividades de manutenção da unidade.

Operações de Limpeza de Tanques:

Os tanques de armazenagem de óleo do FPSO serão lavados periodicamente através do processo de *Crude Oil Washing* (COW), que consiste na limpeza com jatos do próprio óleo produzido, realizada por máquinas hidráulicas instaladas no interior dos tanques. Para que sejam inspecionados periodicamente, os tanques exigem lavagem prévia com água e vapor. Ao final da lavagem, a água utilizada será tratada no sistema de tratamento de água produzida, conforme já descrito anteriormente.

Operações de limpeza das linhas de produção:

Durante o processo de escoamento do óleo através das linhas de produção dos poços, as baixas temperaturas propiciam a formação de depósitos de parafina nas suas paredes internas. Para remoção destes depósitos são usados *pigs* de limpeza, que serão lançados a partir do FPSO através da linha de injeção de gás *lift* de cada poço, sendo impulsionado pelo gás ou por diesel até a árvore

de natal. O retorno do *pig* através da linha de produção promove a remoção dos depósitos de parafina trazendo-os até o recebedor de *pig* do FPSO. A parafina recolhida será tratada como borra oleosa e acondicionada em tambores para desembarque

Proteção Anticorrosiva:

No FPSO Cidade de São Mateus todas as estruturas metálicas acima da linha d'água serão regularmente pintadas com tintas anticorrosivas. Todas as embalagens e resíduos provenientes de tinta e utilização de solvente serão acondicionadas em *containers* ou caçambas e desembarcados na costa para descarte conforme o Plano Diretor de Resíduos da UN-ES. As partes submersas do casco serão pintadas com tintas anti-corrosivas antes da instalação e possuem proteção passiva por corrente impressa. Após a instalação as estruturas metálicas serão ininterruptamente monitoradas. Não é prevista a remoção das incrustações anexadas ao casco, nem se cogita o uso de biocidas ou protetores anti-incrustação.

Limpeza de Filtros:

A limpeza dos filtros dos equipamentos e demais itens será realizada sobre bandejas de respingo e o resíduo oleoso será estornado para a rede de drenagem dos tanques de *slop*. O material utilizado será acondicionado e enviado à costa para ser tratado conforme o Manual de Gerenciamento Resíduos (MGR).

Pequenas quantidades de produtos utilizados no processo de manutenção como, por exemplo: óleos, graxas, solventes, fluidos limpantes, etc, serão estocados na embarcação para os fins operacionais cotidianos. Sua utilização envolverá de um modo geral quantidades limitadas de cada produto, por pessoal bem experimentado sob condições controladas.

Sistemas de medição e monitoramento e sistemas de proteção ambiental que equipam a unidade de produção

O Sistema de Segurança reconhece que cada uma das áreas funcionais da embarcação possui determinadas exigências de monitoramento, controle e medições processuais para garantir condições operacionais de segurança. Estas exigências são asseguradas pelos seguintes sistemas de controle e monitoramento:

- Sistema de Controle de Processo (*Process Control System - PCS*);
- Sistema de Parada de Emergência (*Emergency Shutdown System - ESD*);
- Sistema de Incêndio e Gás (*Fire and Gas System - FGS*);
- Sistema de Medição de Transferência de Custódia;
- Sistemas de Proteção dos Pacotes.

Estes sistemas são responsáveis pelo controle e segurança das seguintes operações:

- Monitoramento e controle de emergências;
- Monitoramento e controle do sistema de separação e aquecimento dos fluidos produzidos (óleo, gás e água);
- Controle dos compressores de gás;
- Controle da unidade de desidratação de gás;
- Controle do tratamento da água produzida;
- Controle da unidade de injeção de água;
- Controle do sistema de queimador de gás;
- Controle dos sistemas de utilidades (ar comprimido para instrumentação, fluido hidráulico para acionamento dos equipamentos submarinos, sistemas de água de aquecimento e água de resfriamento);
- Monitoramento e parada dos turbogeradores;
- Monitoramento e controle dos sistemas da embarcação, através do sistema de controle de processo;

- Monitoramento e controle dos tanques de carga (óleo produzido);
- Monitoramento e controle do sistema de lastro;
- Controle e parada do sistema *offloading*;
- Segurança e controle das caldeiras;
- Monitoramento dos equipamentos submarinos;
- Monitoramento e controle das válvulas de segurança, das linhas de produção e gás *lift* dos poços e da linha de exportação de gás.

Estas áreas serão interconectadas permitindo o monitoramento por um ou mais dos sistemas acima descritos. Sob condições de emergência, o isolamento de hidrocarbonetos na embarcação e entre cada uma das áreas de processo será iniciado pelo sistema ESD, que provoca a parada do processo e atuação das válvulas de fechamento (SDV) e do sistema de alívio de emergência (BDV).

O FPSO Cidade de São Mateus será equipado ainda com sistemas de monitoramento e controle que buscam impedir a contaminação ou a agressão do meio ambiente provocada pela descarga de efluentes contaminados com óleo e graxas.

O mangote de *offloading* será equipado em ambas as extremidades com válvulas automáticas que só podem ser abertas para permitir o fluxo depois de estarem corretamente conectadas aos flanges fixos correspondentes, localizados um em cada navio. Um acoplamento de desengate rápido de alta confiabilidade será instalado em uma das extremidades do mangote para permitir a sua rápida liberação em caso de emergência. Caso o cabo de amarração venha a se romper e o mangote seja tracionado, a ruptura se dará no acoplamento de segurança, onde as válvulas se fecharão imediatamente, evitando que o óleo existente no interior do mangote vaze para o mar.

Para assegurar que quaisquer problemas eventuais sejam prontamente identificados interrompendo-se a transferência de petróleo, a operação será acompanhada permanentemente por uma pessoa no convés de cada navio.

Os efluentes do sistema de tratamento de água produzida e a água proveniente dos tanques de *slop* do navio serão monitorados antes de serem descartados, garantindo assim, uma concentração máxima de 20 ppm de óleos e

graxas. As correntes de água produzida serão direcionadas para um resfriador (água produzida/água de resfriamento), de forma a atingir a temperatura máxima de descarte de 40°C. Tanto o teor de óleo e de graxas presente na água, quanto a temperatura, serão monitorados continuamente na sala de controle do FPSO por instrumentos instalados em linha. Antes que atinjam os valores máximos acima citados, estes instrumentos dispararão alarmes na sala de controle para que as ações de correção sejam tomadas a tempo. No caso de se atingir um dos valores limite pré-estabelecidos, será efetuado o fechamento da válvula na linha de descarte interrompendo o lançamento e redirecionando o fluxo para um novo tratamento via tanques de *slop*. Estes parâmetros serão registrados e informados diariamente à base de operações e comporão parte da base de dados do FPSO Cidade de São Mateus.

No que diz respeito às condições ambientais, o FPSO Cidade de São Mateus possuirá anemômetro e um sistema de monitoramento da tensão em cada uma das suas linhas de ancoragem. Estas informações serão disponibilizadas na sala de controle e serão monitoradas em tempo integral.

A embarcação possuirá ainda um Sistema de Telemetria para Monitoramento de *Offloading* (OMTS) que é responsável pela integração dos dados adquiridos no FPSO Cidade de São Mateus e no navio aliviador. Sinais lógicos serão transferidos via rádio durante o sistema de *offloading* de modo a permitir uma operação segura. Ele inclui, entre outras, medições de vazão, pressão e temperatura. Um enlace digital via rádio deverá ser utilizado entre as embarcações. A unidade remota instalada no navio aliviador deverá estar diretamente interligada ao CIS. Esse sistema, entre outras finalidades visa detectar diferenças de vazão, pressão ou temperatura entre as extremidades do mangote de transferência que possam indicar vazamentos de óleo.

Da mesma forma a embarcação irá contar com um Sistema de Monitoração de Vazamento por Visão Infra-Vermelho (CFTVIR), que corresponde a um circuito de TV com visão infravermelha a ser instalado no FPSO com visão plena da área percorrida pelo mangote de transferência de forma a permitir monitoração dia e noite de possíveis derrames de óleo no mar.

Sistema de geração de energia e sistema de emergência, destacando os subsistemas atendidos

O sistema de geração principal terá por objetivo fornecer energia elétrica para o acionamento dos equipamentos de processo e utilidades, dividindo-se em três partes distintas, conforme a seguir:

- Sistema principal, composto de:

- Geradores principais acionados por turbina a vapor e/ou turbina a gás, *dual fuel*;

- Sistema essencial, composto de:

- Geradores reservas
- Gerador de cargas essenciais;

- Sistema de emergência composto de:

- Gerador de emergência, acionado por motor diesel.

Em situações de emergência ou de anormalidades operacionais no sistema, em que a geração principal saia de operação, entrará automaticamente em operação o gerador de emergência que será instalado em área segura em compartimento especial com sistema de ventilação dedicada. Os equipamentos essenciais, conforme relação a seguir, serão supridos pelo gerador de emergência nas situações em que os geradores principais estiverem fora de operação:

- Circuito de iluminação de emergência;
- Sistema de energia ininterrupta (UPS) para controle e segurança do processo e embarcação;
- Motor de partida dos geradores principais.

As rotas de fuga e os postos de abandono serão dotados de luminárias autônomas.

Salvatagem

Serão instalados equipamentos para comporem o sistema de salvatagem do FPSO Cidade de São Mateus, tais como:

- Bote de resgate;
- Balsas infláveis;
- Baleeiras;
- Coletes salva-vidas;

Bóias circulares, com sistema de iluminação auto-ativada e com iluminação ativada e sinal fumígeno.

Sistema de coleta, tratamento e descarte de fluidos

O sistema de drenagem do FPSO Cidade de São Mateus destina-se a coletar e tratar adequadamente todos os hidrocarbonetos líquidos resultantes de operações de drenagem no FPSO.

O sistema de drenagem do convés tem por objetivo atender a todos os equipamentos localizados na estrutura do convés, os quais serão montados sobre estruturas de suporte com bandejas (*skids*), que por sua vez serão montadas sobre estruturas maiores (módulos), também com bandejas. As bandejas dos equipamentos serão dotadas de um ou mais ralos sifonados, dependendo da dimensão, que coletam respingos de óleo e água da chuva, direcionando-os para o coletor de drenagem ao longo do convés. Deste coletor, o líquido será conduzido para os tanques de coleta de dreno e água produzida (*slops*), que fazem parte do sistema de tratamento de água produzida, já descrito no subitem A-1 deste documento.

As bandejas dos módulos também possuirão um ou mais ralos, porém devido às grandes dimensões das bandejas, estes ralos possuem um dispositivo de transbordo para, em caso de atuação do sistema de combate a incêndio por dilúvio, direcionar o excesso de água para o mar.

Eventuais vazamentos de óleo e a água de lavagem do convés principal serão contidos pelo dique (trincaiz) existente em toda sua extensão e direcionados também para o tanque de drenagem em decorrência da inclinação da embarcação (constantemente derreada). A drenagem do laboratório será enviada para uma rede de pequeno porte direcionada para a tancagem de *slop*.

Efluentes oleosos coletados nas diversas operações do FPSO serão injetados na corrente de óleo produzido, onde serão tratados e encaminhados para os tanques, não representando um rejeito do processo.

A unidade de tratamento de esgotos sanitários do FPSO Cidade de São Mateus será projetada de acordo com os requisitos IMO/MARPOL possuindo três compartimentos do tipo biológicos, além de provisão para descarga de efluente através de uma conexão padrão internacional (*international shore connection*), que será localizada no convés principal a 29,5 m acima da linha de base. Esta unidade de tratamento será constituída dos seguintes elementos:

- Compartimento de aeração;
- Compartimento de sedimentação;
- Compartimento de desinfecção;
- Sopradores de ar (ventiladores);
- Bombas de descarga de efluentes;
- Unidade de cloração e
- Painel de controle.

Os demais efluentes domésticos do FPSO Cidade de São Mateus receberão destinações distintas, conforme se segue:

- Efluentes de Cozinha: Descarregado diretamente ao mar. Possuirá alternativa de ser direcionado à unidade de tratamento de esgotos.
- Efluentes de Enfermaria: unidade de tratamento de esgotos sanitários.

L.2) Unidades de lançamento de linhas e dutos

Dentre as possíveis embarcações de lançamento de linhas - LSV (*Laying Support Vessel*), que irão atuar na fase de instalação do Campo de Camarupim estão:

- LSV Lochnagar;
- LSV Seaway Condor;
- LSV Sunrise;
- LSV Kommandor 3000;
- LSV Pertinácia;
- LSV Seven Oceans.

A Balsa de lançamento de dutos denominada Global Iroquois também participará da fase de instalação do empreendimento, conforme citado no Item F do estudo.

Os descritivos das embarcações Lochnagar, Seaway Condor, Sunrise, Kommandor 3000 e Pertinácia, supracitadas, não serão incluídos neste documento, pois as mesmas encontram-se contempladas no âmbito dos Projetos Continuados da UN-BC, Processo IBAMA 02022.008099/02-18.

Neste item, as principais informações sobre os sistemas de segurança e de proteção ambiental das embarcações Seven Oceans e Global Iroquois são apresentadas. Os certificados e registros legais da embarcação Seven Oceans serão apresentados oportunamente a esta CGPEG/IBAMA, pois a mesma se encontra em fase de construção. Os documentos relativos à embarcação Global Iroquois encontram-se no Anexo II.2-8

EMBARCAÇÃO DE LANÇAMENTO DE LINHAS SEVEN OCEANS

Alojamento

A embarcação possui capacidade para alojar 120 pessoas.

Heliponto

Possui um heliponto localizado na proa da embarcação.

Sistema de Geração de Energia

Possui 7 geradores principais, sendo 06 de 3230 kw e 01 de 1491 kw.

Controle de Propulsão

A embarcação Seven Oceans é equipada com posicionamento dinâmico, que permite o lançamento e recuperação de linhas de tubulação rígida. Este sistema de posicionamento dinâmico – Kongsberg-Simrad SDP22, é totalmente redundante e incorporado com os thrusters e sistemas de referência.

Sistemas de Detecção de Vazamentos e Dispositivos Para Contenção e Bloqueio

De acordo com o Anexo I da Convenção MARPOL, a embarcação possui um Plano de Emergência para Vazamentos de Óleo (SOPEP), indicando as ações a serem tomadas no caso da ocorrência de algum desvio. Treinamentos teóricos e práticos são conduzidos com a finalidade de manter a tripulação e demais trabalhadores preparados para realizar as ações mencionadas acima. Qualquer vazamento que possa ocorrer na Praça de Máquinas é drenado para os pocetos existentes na dala, onde indicadores de nível com alarme são posicionados para controle dos possíveis vazamentos. Esse volume de vazamento é encaminhado para o Separador de Água e Óleo, onde após a realização do processo de separação, o óleo é armazenado num tanque específico e a água é lançada no mar quando confirmada a concentração de óleo menor ou igual à 15 ppm (*display* digital). No caso deste volume de água apresentar concentração de óleo superior à 15 ppm, esta é transferida para o tanque de água suja, podendo ser reenviada para o Separador de Água e Óleo para novo processo de separação até atingir a concentração exigida ou ser bombeada para o exterior, quando a embarcação estiver atracada em instalação terrestre.

Existem dois kits SOPEP, sendo estes distribuídos próximos à área de abastecimento da embarcação no convés principal. A localização dos kits foi definida em função do potencial de vazamento de óleo a bordo.

Sistemas de Manutenção

O controle de manutenção de todos os equipamentos a bordo (propulsão, geração de energia, salvatagem, segurança, etc) é gerenciado por um sistema eletrônico de manutenção preventiva – TM MASTER (para navegação) e SAP (para equipamento de lançamento de dutos) que indica qualquer problema pendente, registros, datas de expiração, peças sobressalentes, além de qualquer outra informação que possa ser fundamental para esse processo.

Sistema de Geração de Energia de Emergência

O suprimento emergencial de energia elétrica dos equipamentos essenciais e de emergência do navio é realizado por um alternador de 1875 kW e gerador de 1590 kW. O sistema é acionado automaticamente no caso de ocorrência de falhas no sistema principal de energia. Este sistema possui banco de baterias próprio.

Sistema de Tratamento de Efluentes Sanitários

A embarcação possui duas unidades compactas para tratamento de esgotos da marca HARMWORTHY, modelo ST4A. As unidades encontram-se em funcionamento e cada uma delas é composta por 3 compartimentos: 01 câmara de aeração, 01 câmara de tratamento e 01 câmara de inertização. O esgoto gerado a bordo é enviado diretamente para a ETE, podendo ser armazenado também num tanque de lastro com capacidade de 241,5 m³, o que possibilitaria a estocagem desse efluente por um período de tempo bastante considerável.

Drenagem de Águas Pluviais

Os *decks* expostos são providos de linhas de dreno e consideração especial é dada para drenagem suficiente de todos os *decks* como segue:

- todos os *decks* da superestrutura são drenados por linhas que terminam acima dos drenos dos *decks* inferiores;
- a bandeja de captura de água de chuva na chaminé é provida de drenagem direta para a borda;
- o topo da Casa do Leme tem duas linhas de dreno, uma de cada lado;
- existência de dreno para borda no hangar do ROV, que é direcionado para o separador de água e óleo;
- drenos dos *decks* abertos são mantidos fora de espaços de acomodação e sem curvas;
- todos os drenos serão providos de plugs.

Águas Oleosas

O separador de água e óleo, da marca RWO WATER TECHNOLOGY, modelo OMD 2005, tem a capacidade de cerca de 35 m³ / dia (1, 5 m³ / hora) e possui um sistema com alarme visual e com sinal sonoro (sirene) acionados a 15ppm, isolando automaticamente as águas oleosas e recirculando-as para o separador, passando por um novo ciclo de tratamento. O separador possui dois sensores, os quais acionam duas lâmpadas, vermelha (TOG>15ppm) e verde (TOG< 15ppm).

Sistema de Segurança e Salvatagem

Existem quatro baleeiras com capacidade para 60 pessoas (cada), estando localizadas 2 em cada bordo da embarcação.

Sistema de Incêndio

Possui um sistema de detecção de incêndio com detectores automáticos e 02 bombas de incêndio de 100 m³/h.

Há um sistema de imersão de CO₂ nas áreas de máquina somados aos sistemas locais de névoa d'água.

O *Helideck* da embarcação é dotado de hidrantes e distribuição de espuma.

BALSA DE LANÇAMENTO GLOBAL IROQUOIS

Alojamento

A balsa tem capacidade máxima de alojamento para 265 pessoas a bordo.

Heliponto

Possui um heliponto localizado no convés central a bombordo.

Sistema de Posicionamento

A balsa não possui sistema de posicionamento dinâmico, mas sim um sistema de ancoragem composto por 10 (dez) âncoras, sendo 08 (oito) âncoras de posicionamento e 02 (duas) auxiliares.

As âncoras são movimentadas por embarcações de apoio.

Sistemas de Detecção de Vazamentos e Dispositivos para Contenção e Bloqueio

A Balsa Global Iroquois possui um plano para contenção de óleo a bordo, em caso de vazamentos acidentais, denominado *Shipboard Oil Pollution Emergency Plan* (SOPEP). Para o combate a derrames de óleo a bordo há 01 (um) kit SOPEP localizado na base do guindaste principal.

Sistema de Tratamento de Efluentes sanitários

A Balsa possui uma estação de tratamento de esgoto (ETE) com capacidade para atender até 500 pessoas, da EVAC, modelo Orca IIA.

Drenagem de Águas Pluviais

A drenagem de águas pluviais das áreas limpas não é contida, sendo descartada ao mar.

Sistema de Geração de Energia

A Balsa é equipada com 3 geradores principais de 2.500 kw cada, um gerador auxiliar de 800 kw e um gerador de emergência de 175 kw.

Sistema de Salvatagem

O sistema de salvatagem é composto por 550 salva-vidas individuais, cada um equipado com luzes e apitos.

Há 18 bóias salva-vidas com retinidas, sendo 16 com iluminação.

Para uso coletivo tem-se 23 balsas infláveis com capacidade de 25 pessoas cada.

M) Perspectivas e planos de expansão da produção, incluindo a possibilidade da perfuração de novos poços produtores e/ou injetores, o comissionamento de novas unidades de produção e/ou o lançamento de novas linhas de escoamento ou transferência.

O projeto contempla a possibilidade de exploração de hidrocarbonetos de áreas adjacentes ao Campo de Camarupim, tendo em vista a disponibilidade de capacidade no FPSO, bem como a presença de áreas com grande potencial produtor nas proximidades do campo. Além disso, com a evolução dos estudos na

área, outros poços poderão ser interligados a partir da área do próprio campo, para incremento da produção.

N) Identificação e descrição sucinta da infra-estrutura de apoio a ser utilizada, descrevendo-se a operação de barcos de apoio, caracterizando o terminal portuário de apoio marítimo, a localização dos centros administrativos, as áreas de armazenamento de matérias primas e equipamentos, a área para o armazenamento temporário de resíduos e as instalações de abastecimento de combustíveis e água. Informar o terminal aéreo a ser utilizado para o embarque e desembarque dos trabalhadores. Deverão ser apresentadas as licenças ambientais de ambos os terminais (LO) emitidas pelo órgão ambiental competente.

N.1) Operação de barcos de apoio, caracterizando o terminal portuário de apoio marítimo

As atividades de *supply* para o FPSO Cidade de São Mateus e para as demais embarcações que irão atuar no lançamento dos dutos e linhas flexíveis do projeto envolvem o fornecimento de todos os insumos e matérias primas necessárias ao desenvolvimento das atividades operacionais nas embarcações, bem como daquelas atividades voltadas ao suporte logístico da unidade.

Estes insumos e matérias primas envolvem desde produtos alimentícios até óleo diesel e produtos químicos, sendo todos transportados até a unidade através de barcos de apoio conhecidos como rebocadores. A Figura II.2.4-23, a seguir, a título de ilustração, apresenta a operação destes rebocadores junto a um FPSO.



Figura II.2.4-23 - Ilustração de um barco de apoio junto a um FPSO.

O terminal portuário contratado como apoio marítimo às atividades *offshore* o terminal da CPVV (Companhia Portuária de Vila Velha), localizado na cidade de Vila Velha-ES, junto à Baía de Vitória, que atualmente se encontra habilitado e licenciado ambientalmente para este tipo de operação. As Figuras II.2.4-24 e II.2.4-25 a seguir, apresentam este terminal.



Figura II.2.4-24 - Em primeiro plano, vista aérea do Terminal da CPVV



Figura II.2.4-25 - Píer para rebocadores da CPVV

A periodicidade de viagens dos barcos de apoio à unidade de produção é estimada em 01 viagem semanal.

A unidade FPSO Cidade de São Mateus deverá ser dotada de pelo menos um guindaste no *deck* principal, com capacidade de 15 a 20 toneladas, que será utilizado para movimentação de cargas transportadas pelas embarcações de apoio.

N.2) Localização dos centros administrativos

O centro administrativo responsável pelo gerenciamento da unidade FPSO durante a produção no Campo de Camarupim será a Unidade de Negócio de Exploração e Produção do Espírito Santo - UN-ES, localizada na cidade de Vitória.

N.3) Serviços contratados

Para a condução da produção no Campo de Camarupim será contratada uma empresa para operar a unidade de produção, que poderá ser ou não, a própria empresa proprietária da unidade afretada FPSO Cidade de São Mateus. Serão contratadas também outras empresas para as atividades de *supply*, para o

transporte aéreo de pessoal até a unidade, dentre outras. Também será contratada uma empresa para recebimento e disposição final de resíduos em área terrestre.

N.4) Mão-de-obra prevista no Projeto de Desenvolvimento do Campo de Camarupim

Estima-se como mão-de-obra na unidade FPSO Cidade de São Mateus, visando o desenvolvimento das atividades de produção e manutenção, bem como do gerenciamento da unidade, um total de 90 pessoas permanentemente embarcadas, todas contratadas diretamente pela empresa que opera a embarcação, além de um técnico da Petrobras encarregado da fiscalização do contrato de afretamento da unidade e das atividades ali desenvolvidas e um auxiliar.

Deve ser ressaltado que o total de funcionários envolvidos na operação do FPSO Cidade de São Mateus deve ser no mínimo multiplicado por 2, uma vez que o sistema de trabalho consiste em regime de embarque no qual enquanto uma equipe se encontra embarcada uma outra equipe equivalente se encontra em regime de folga. Tal situação totalizará 184 postos de trabalho diretamente vinculados à unidade de produção. Ressalta-se, contudo, que estes números, embora correspondam a uma média para o tipo da embarcação que irá atuar no projeto, representa uma estimativa, devendo ser posteriormente confirmada pela Petrobras junto à CGPEG/IBAMA.

Eventualmente, também embarcarão na unidade especialistas das diversas áreas técnicas para prestar assistência ao processo produtivo, como escolha de produtos químicos mais adequados às características do petróleo, instalação dos equipamentos de telecomunicações, auditorias do sistema de medição, instalação de equipamentos submarinos, calibração de instrumentos de medição de pressão no poço, dentre outros. Este contingente encontra-se estimado em 10 postos de trabalho.

A Área do Campo de Camarupim é atualmente administrada pelo Ativo de Produção de Golfinho, que apresenta 60 funcionários lotados, além de aproximadamente 10 funcionários do Ativo de Suporte Operacional, totalizando 70 pessoas diretamente empregadas na UN-ES, em sua maioria funcionários da

empresa, os quais exercem as mais diferentes atividades, onde se destacam os estudos de geologia e engenharia do reservatório, o planejamento, desenvolvimento e controle da produção, a logística terrestre de suporte ao empreendimento, as compras para o empreendimento, os estudos de elevação e escoamento de óleo, as operações de intervenção em poços, as questões de meio ambiente e segurança da atividade, além do corpo gerencial do Ativo de Produção de Golfinho. Além destes postos de trabalho podem ser relacionados aproximadamente 20 outros, referentes ao pessoal de outras unidades da empresa, a exemplo do CENPES, da UN-EXP, dentre outros.

Desta forma, o Projeto de Desenvolvimento do Campo de Camarupim irá gerar no decorrer dos trabalhos um total de 90 postos de trabalho em suas atividades técnicas de escritório, sendo a maior parte de postos de trabalho já existentes na empresa.

Todavia, o Projeto irá demandar ainda, em sua fase de implantação, tanto em terra como em mar, um adicional de postos de trabalho referentes aos serviços de lançamento do sistema de produção e do gasoduto. A Tabela II.2.4-7 apresenta uma estimativa quantitativa dos postos de trabalho para esta fase de implantação.

Tabela II.2.4-7 - Estimativa de postos de trabalho na Fase de Implantação

Tipo de Atividade	Nº. de Postos de Trabalho
Atividades nas embarcações de lançamento do sistema de produção marítimo	380
Atividades nas embarcações de lançamento do gasoduto marítimo	1000

De forma consolidada, a Tabela II.2.4-8 apresenta as estimativas do quantitativo da mão de obra a ser absorvida diretamente pelo Projeto no Campo de Camarupim, considerando-se suas fases de implantação e produção.

Tabela II.2.4-8 - Total de postos de trabalho por fase do projeto

Postos de trabalho a serem gerados pelo Projeto de Desenvolvimento do Campo de Camarupim	
Fase do Empreendimento	Nº. de Postos de Trabalho
Fase de Instalação	1384
Fase de Produção	
Unidade de Produção (FPSO)	184
Assistência ao FPSO	10
Ativo de Produção Golfinho	60
Suporte Operacional	10
CENPES e UN-EXP	20
TOTAL DA FASE DE PRODUÇÃO	284

N.6) Área para o armazenamento temporário de resíduos

O gerenciamento dos resíduos gerados durante a produção no Campo de Camarupim seguirá os procedimentos estabelecidos no Plano Diretor de Resíduos da UN-ES. No entanto, um importante procedimento a ser seguido na condução do Programa de Gerenciamento de Resíduos é a máxima redução de tempo de permanência de resíduos na unidade, procurando desembarcá-los sempre que os rebocadores deixarem a unidade em direção ao continente.

Após desembarcados, estes resíduos (bombonas plásticas, toalhas industriais, plásticos, baterias, lâmpadas, sucatas, resíduos ambulatoriais, etc) serão gerenciados pela empresa Vitória Ambiental, que os encaminha para as áreas de destinação de resíduos em terra.

Cada resíduo, em função de suas particularidades, terá um armazenamento ou disposição final específicos. Para isso serão utilizadas as estruturas já existentes nas instalações da empresa Vitória Ambiental, responsável pela operação de um aterro industrial na região da Grande Vitória, que coleta os

resíduos na CPVV, enviando para sua disposição final. A Figura II.2.4-26 mostra equipamentos da empresa Vitória Ambiental no interior da CPVV, enquanto a Figura II.2.4-27 apresenta as instalações da Vitória Ambiental, onde se observam o aterro industrial e outras instalações.



Figura II.2.4-26 - Contêiner para coleta de resíduos no interior da CPVV



Figura II.2.4-27 - Vista aérea da empresa Vitória Ambiental

A UN-ES possui um Plano Diretor de Resíduos para todos os resíduos gerados nas suas instalações, onde se encontram descritos os procedimentos e orientações a serem adotados para a classificação, coleta, armazenamento

temporário, disposição final, quantificação e registro. Este Plano se encontra em Anexo II.2-9 deste documento.

N.7) Instalações de abastecimento de combustíveis e água

Com relação às instalações de abastecimento de água para a unidade, a mesma será dotada de 3 dessalinizadores, o que permite que a unidade possa captar a água diretamente do mar, reduzindo de forma significativa o fornecimento de água doce a partir do continente. Estes dessalinizadores são do tipo destilador a vácuo e, em conjunto, possuem capacidade para tratamento de 140 m³/dia.

Todavia, será embarcada na unidade toda a água de consumo humano, que será fornecida também através de operação de *supply* com rebocadores partindo do terminal marítimo da CPVV - Companhia Portuária de Vila Velha, onde existe uma capacidade de armazenamento instalada.

Quanto ao óleo diesel a ser consumido na unidade o mesmo será transferido da tancagem existente no Píer da CPVV para o tanque dos rebocadores, que levarão o produto até a unidade, sendo então bombeado para os tanques da mesma, utilizando mangotes flexíveis na transferência.

N.8) Terminal aéreo a ser utilizado para o embarque e desembarque dos trabalhadores

O embarque e o desembarque de trabalhadores da unidade se darão via helicóptero, utilizando-se como ponto de referência o Aeroporto Eurico Sales, localizado na cidade de Vitória-ES. Este aeroporto conta com área específica para pousos e decolagens de helicópteros e já vem, nos últimos anos, operando este tipo de aeronave com vistas à exploração de petróleo em áreas *offshore* na Bacia do Espírito Santo.

N.9) Licenças ambientais de ambos os terminais emitidas pelo órgão ambiental competente

Apresenta-se no Anexo II.2-10 as licenças ambientais da Companhia Portuária de Vila Velha (CPVV), e a licença ambiental do aeroporto Eurico Sales, de Vitória.

O) Procedimentos previstos de serem utilizados na desativação das unidades

Para a desativação do FPSO Cidade de São Mateus e conseqüente encerramento de suas atividades, os procedimentos a serem adotados deverão garantir a completa desgaseificação e limpeza das linhas de produção, bem como do gasoduto de exportação, assegurando ausência de óleo nas mesmas ao final da operação de limpeza. Como resultado, pretende-se que seja evitada qualquer poluição ambiental, além de garantir a segurança da operação de *pull out*.

A seguir são descritos os principais aspectos da operação de *pull out* prevista para a retirada do FPSO Cidade de São Mateus da locação, bem como o abandono permanente dos poços e a retirada ou abandono das linhas do Campo de Camarupim.

Unidade Estacionária de Produção

Ao término do contrato de afretamento do FPSO Cidade de São Mateus, ou desativação da produção, será feita a sua remoção para outra locação, para o continente (estaleiro) ou, em casos especiais, para fora de jurisdição territorial brasileira. É prevista a desativação das instalações de sub-superfície e submarinas, bem como a desconexão da unidade.

Ancoragem e Dutos Submarinos

Todas as instalações submarinas, tais como linhas flexíveis, PLET's (*Pipeline End Terminations*), ANM's (árvores de natal molhadas), *risers* e *flowlines*

serão limpas, removidas, inspecionadas, testadas e armazenadas em local apropriado para aplicação em outros projetos da Petrobras. Os resíduos provenientes da limpeza (óleo e produtos químicos utilizados na limpeza) serão encaminhados para sua correta disposição final com base no Plano Diretor de Resíduos da UN- ES (Anexo II.2-9).

As estacas torpedo, devido ao grau de penetração acentuado, não serão removidas, face os impactos negativos da sua remoção para o ambiente marinho. Os trechos rígidos do gasoduto (tanto o de 24, quanto o de 12 polegadas) serão abandonados inertizados no fundo marinho, devido à dificuldade de seu recolhimento. Estudos poderão ser realizados quanto ao seu reaproveitamento para a transferência de fluidos para outros projetos.

Abandono de poços

O abandono definitivo de todos os poços no campo será realizado em consonância com o Regulamento Técnico de Abandono de Poços da ANP (Portaria ANP N° 25/02) e as Normas Técnicas da Petrobras.

Recuperação da área

A área ocupada pela instalação deverá, no período de operação, ser preservada, acompanhando-se os efeitos da produção sobre os meios físico e biótico através de monitoramento. Para a desmobilização deverão ser adotados procedimentos com base nos instrumentos legais e segundo as melhores práticas da indústria do petróleo, após o qual a área será devolvida à ANP.