

II.2 - CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE

II.2.1 - Apresentação

II.2.1.1 - Objetivos da Atividade

A instalação de uma Unidade Estacionária de Produção (UEP) do tipo *Floating Production, Storage and Offloading* (FPSO) tem como objetivo principal implantar o sistema de produção e escoamento do Teste de Longa Duração (TLD) do poço 1-RJS-661, no Reservatório Quissamã, Concessão BM-C-36, Bloco Exploratório Aruanã, para fins de obtenção de dados (valores de permeabilidade efetiva do reservatório, caracterização do fluido, comportamento do aquífero e características de elevação, escoamento e processamento do fluido) a serem utilizados no estudo de viabilidade técnica e econômica de um sistema definitivo de produção.

II.2.1.2 - Localização e Limites do Bloco

A Concessão BM-C-36 (Bloco Exploratório Aruanã) está localizada na região sul da Bacia de Campos, ao sudoeste do Campo de Espadarte, a cerca de 120 km da costa, em lâmina d'água entre 350 e 1500 metros.

A localização e os limites do ring fence da Concessão BM-C-36 (Bloco Exploratório Aruanã) e da área do poço 1-RJS-661 estão apresentados no Mapa de localização, Anexo II.2-1, que também indica a menor distância entre a costa e o FPSO.

II.2.1.3 - Localização da Unidade de Produção

O FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras será ancorado na Concessão BM-C-36 (Bloco Exploratório Aruanã), nas coordenadas (m) N= 7465201 m e E = 327407 m (UTM SAD69) em lâmina d' água de 805 m.

II.2.1.4 – Informações do Poço

O Teste de Longa Duração no Bloco Exploratório Aruanã será realizado com o poço satélite de produção 1-RJS-661, já perfurado e comunicado ao IBAMA de acordo com o solicitado na Licença de Operação nº782/2008 que autoriza a perfuração de 120 poços por ano na Área Geográfica da Bacia de Campos – AG-BC, onde o poço se encontra. O mesmo será interligado com a unidade de tratamento e processamento através de uma Árvore de Natal Molhada Horizontal (ANMH). Será usado como método de elevação artificial o Bombeio Centrífugo Submerso Submarino (BCSS), não sendo utilizado o método de gás lift. A nomenclatura ANP e a nomenclatura PETROBRAS para este poço são distintas, sendo nomeado pela primeira como 1-BRSA-713 e pela segunda como 1-RJS-661, nomenclatura a ser utilizada ao longo desse trabalho. O Quadro II.2.1.4-1 apresenta as informações referentes ao poço.

Quadro II.2.1.4-1 – Identificação do poço 1-RJS-661.

Coordenadas UTM da cabeça do poço (SAD69) (X / Y)	326.037 / 7.460.663 m
Lâmina d'água(m)	976,5 m
Diâmetro da fase 1 (pol)	30"
Profundidade final medida da fase 1(m)	1023,07 m
Inclinação final da fase 1 (graus)	0°
Diâmetro da fase 2 (pol)	20"
Profundidade final medida da fase 2 (m)	1284,42 m
Inclinação ao final da fase 2 (graus)	0,7°
Diâmetro da fase 3 (pol)	13 3/8"
Profundidade final medida da fase 3 (m)	1681 m
Inclinação ao final da fase 3 (graus)	0,7°
Diâmetro da fase 4 (pol)	9 5/8"
Profundidade final medida da fase 4 (m)	3194 m
Inclinação ao final da fase 4 (graus)	0,7°
Surgente para a UEP	Sim
Métodos de elevação artificial	BCSS

De acordo com os resultados a serem obtidos no TLD, existe a possibilidade de interligação de um segundo poço satélite ao FPSO, para o qual será oportunamente encaminhado ao IBAMA a solicitação de anuência.

II.2.1.5 – Contribuição da Atividade

Considerando os dados da produção nacional da PETROBRAS realizada no mês de Setembro de 2009, ou seja, a produção média de 2.022.739 barris por dia, a produção da unidade FPSO para a fase inicial com um poço produtor, cuja previsão é da ordem de 15000 barris por dia de petróleo, representa 0,74% de todo o petróleo produzido no Brasil.

A Figura II.2.1.5-1 apresenta na forma de histograma os percentuais de produção para o mês de Setembro de 2009 das unidades de negócios de E&P da PETROBRAS no Brasil, de forma a comparar com os valores a serem produzidos no FPSO durante o TLD.

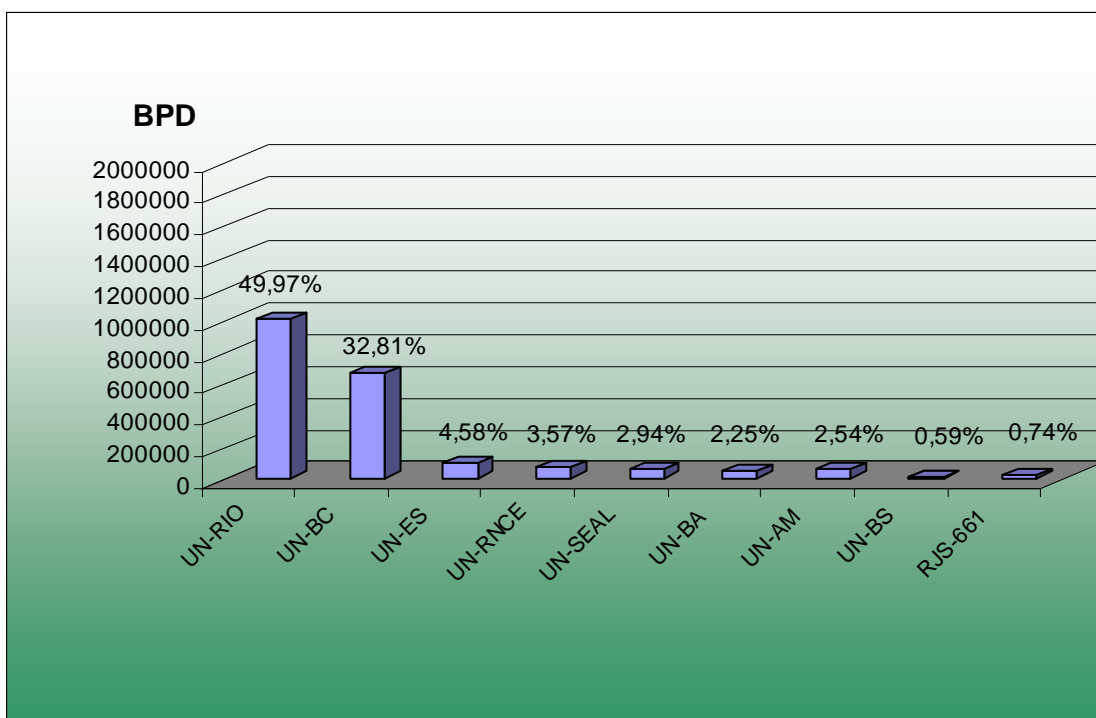


Figura II.2.1.5-1 – Produção do Poço 1-RJS-661. Onde UN-BC: Unidade de Negócio de Exploração e Produção da Bacia de Campos; UN-ES: Unidade de Negócio de Exploração e Produção do Espírito Santo; UN-RIO: Unidade de Negócio de Exploração e Produção do Rio de Janeiro; UN-BSOL: Unidade de Negócio da Bacia do Solimões; UN-RNCE: Unidade de Negócio de Exploração e Produção do Rio Grande do Norte e Ceará; UN-SEAL: Unidade de Negócio de Exploração e Produção de Sergipe e Alagoas; UN-BA: Unidade de Negócio de Exploração e Produção da Bahia.

II.2.1.6 – Cronograma Preliminar da Atividade

É apresentado no Quadro II.2.1.6-1 a seguir o cronograma preliminar da atividade de Teste de Longa Duração (TLD) do poço 1-RJS-661, sendo contempladas as etapas de instalação, operação e desativação do empreendimento. Salientamos que tais informações podem sofrer alterações por se tratarem de previsões de longo prazo e pela dinâmica, característica das atividades *offshore*. Neste caso, tais ajustes de cronograma deverão ser informados ao CGPEG/DILIC/IBAMA.

A princípio está prevista a produção a partir do poço 1-RJS-661 por um período de 12 meses, conforme apresentado no cronograma do projeto (Quadro II.2.1.6-1), entretanto a duração da atividade poderá ser prorrogada por mais 3 meses perfazendo um total de 15 meses.

Ao longo desse Estudo de Impacto Ambiental foram apresentadas as informações, como por exemplo, curva e estimativa de produção, para o maior período possível de duração da produção para pesquisa – 15 meses, a fim de evitar a necessidade de envio posterior das informações correspondentes aos 3 meses de prorrogação, caso o cenário efetivo seja o de 15 meses de duração do TLD.

Quadro II.2.1.6-1 – Cronograma Preliminar do Bloco Exploratório Aruanã.

CRONOGRAMA DO PROJETO TESTE DE LONGA DURAÇÃO (TLD) DO BLOCO EXPLORATÓRIO ARUANÃ																
ETAPAS	MÊS															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Ancoragem do FPSO																
Lançamento das linhas																
Interligação do 1-RJS-661																
Atividade de Produção																
Desativação do FPSO																

II.2.2 – Histórico

II.2.2.1 – Histórico das Atividades Petrolíferas

O Bloco Exploratório Aruanã foi adquirido durante a realização da 7ª rodada de licitações da ANP em 2005, junto com o Bloco C-M-403, inseridos na Concessão BM-C-36.

A Concessão BM-C-36 (Bloco Exploratório Aruanã) está localizada na região sul da Bacia de Campos, a cerca de 120 km da costa, em lâmina d'água entre 350 e 1500 metros aproximadamente (Mapa do Anexo II.2-1). A acumulação de hidrocarbonetos nesse Bloco foi descoberta em 2009 por intermédio do poço 1-RJS-661 perfurado e testado pela NS-16. Os reservatórios encontrados constituem-se em Carbonatos Albinanos, com óleo de 27ºAPI, situados a 3100 m. Foram medidos teores de H₂S da ordem de 500 ppmv.

II.2.2.2 – Relato Sumário do Projeto

A proposta do Teste de Longa Duração (TLD) de produção no reservatório Quissamã, através do poço 1-RJS-661 foi idealizada para:

- ★ Conhecimento sobre a compartimentalização ou não das áreas;
- ★ Atuação de aquífero;
- ★ Necessidade ou não de suporte de pressão por injeção;
- ★ Possível atuação de fraturas no fluxo;
- ★ Comportamento da planta de produção para o tipo de óleo da área;
- ★ Melhor caracterização de fluidos.

Para proceder ao TLD previsto foram estudadas duas alternativas:

- ★ Interligação direta à Plataforma de Pampo, situada a 18 Km associada a diferentes soluções submarinas de boosting e ANM multiplexada;
- ★ Mobilização da unidade afretada da Petrobras FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras, atualmente produzindo 3 mil bopd em Siri.

A partir da análise técnica e econômica a alternativa selecionada foi a de um utilizar o FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras.

O escoamento do óleo do FPSO afretado será para um navio aliviador e não haverá escoamento do gás, visto que parte do gás produzido será consumido como combustível na própria unidade e o restante será queimado no *Flare* da unidade. A UEP contará ainda com uma entrada reserva para um poço produtor. Para a interligação do poço 1-RJS-661 à UEP serão utilizadas linhas de produção, controle e de serviço, além de cabo elétrico de alta potência para permitir a operação da BCSS.

Visando mitigar os riscos de interação dos dutos a serem lançados, antes do início de qualquer instalação de dutos de fluxo de processo será feito um levantamento através de ROV (*Remote Operated Vehicle*) do trajeto onde serão lançados os dutos.

Além da contratação da UEP ser conduzida segundo rigorosos critérios técnicos e ambientais, o projeto de exploração da área do poço 1-RJS-661 considerou os aspectos operacionais relativos ao posicionamento do poço, ao posicionamento da UEP, e à escolha do traçado dos dutos, definidos em função das características do reservatório e considerando as informações disponíveis sobre a estabilidade do fundo marinho e o levantamento realizado com ROV para verificação da existência de comunidades biológicas nos locais de instalação de estruturas submarinas. Entretanto, considerando a necessidade de obtenção de informações complementares, visando garantir a segurança do empreendimento quanto a riscos geológicos e geotécnicos, ou mais especificamente, o risco de deslizamento de taludes submarinos nessa região, será realizado estudo detalhado de estabilidade de taludes através da avaliação geotécnica de estabilidade do leito marinho, conforme apresentado no item II.5.1.4.3. Caracterização Geotécnica.

Cabe ressaltar que o planejamento deste projeto considerou em vários aspectos as questões ambientais relacionadas à produção *offshore* de petróleo. Para tanto, já na etapa de contratação da UEP a ser utilizada no empreendimento, estipulou-se que tal unidade deveria apresentar algumas características mínimas. Tais características foram atendidas pela UEP contratada para a realização desse TLD; o FPSO Cidade de Rio das Ostras. A

seguir são apresentados os sistemas existentes nessa unidade que visam garantir a proteção ambiental.

Contratação de Serviços

Com relação à contratação de serviços de terceiros, faz parte do contrato de afretamento do FPSO um anexo relativo às instruções de segurança, meio ambiente e saúde (SMS) que obriga o afretador e operador da unidade a cumprir integralmente os regulamentos e instruções de SMS da PETROBRAS, incluindo os requisitos legais.

Sistema de Tratamento de Efluentes

Os efluentes sanitários gerados na unidade, juntamente com os efluentes oriundos da cozinha, após passagem pela caixa de gordura, serão coletados em tanque específico e encaminhados para a Unidade de Tratamento de Esgoto (UTE).

Detalhes sobre o tratamento de esgotos e seu gerenciamento são apresentados no Sistema de Coleta, Tratamento e Descarte de Fluidos na pág. 56.

Sistema de Drenagem

O projeto da unidade prevê a coleta de efluentes gerados através de sistemas de drenagem fechada e aberta. O FPSO contará com anteparas de contenção ao longo da borda de todo o convés. A drenagem aberta contará ainda com a coleta de águas de áreas classificadas e não classificadas. O efluente será descartado ao mar somente com teores de óleo abaixo de 15 mg/L, conforme estabelecido pela Convenção Internacional para Prevenção da Poluição por Navios – MARPOL 73/78, emendas de 1984, consolidada em 1997. Detalhes sobre o sistema de drenagem e seu gerenciamento são apresentados no Sistema de Coleta, Tratamento e Descarte de Fluidos na pág. 56.

Sistema de Tratamento de Água de Produção e de Resfriamento

A planta de processo existente no FPSO é dotada de um sistema de tratamento da água de produção, entretanto, a mesma não será operada visto que durante o Teste de Longa Duração (TLD) não está previsto a produção de água. A água emulsionada ao óleo não será separada devido ao pequeno percentual, correspondendo a aproximadamente 0,5m³/dia.

A água de resfriamento do sistema fechado será utilizada para resfriar alguns sistemas da UEP. A água de resfriamento deste sistema será refrigerada utilizando como fluido de refrigeração a água do mar captada. Após a remoção da carga térmica, a água será descartada ao mar sempre em temperaturas inferiores à 40°C. O controle da temperatura será monitorado continuamente através de instrumentos com indicação visual na sala de controle.

Coleta Seletiva de Resíduos

Será implementado um sistema de gerenciamento de resíduos a bordo, primando pela segregação e acondicionamento adequado na unidade de resíduos sólidos perigosos e não perigosos, registro e transporte para terra dos resíduos. As empresas encarregadas pelo transporte e destino final dos resíduos serão devidamente licenciadas pelos órgãos ambientais competentes. O gerenciamento dos resíduos incorporará o que está preconizado na Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA 08/08.

Certificados de Segurança e Saúde

A contratada de afretamento da UEP já possui os certificados OSHAS 18001 (saúde e segurança), ISO 14001 (meio ambiente), código ISM, SOLAS, MODU, MARPOL e Declaração de Conformidade da Marinha do Brasil.

II.2.3 – Justificativas

II.2.3.1 – Aspectos Técnicos

Dentre os aspectos que tecnicamente justificam o TLD do poço 1-RJS-661, observamos tratar-se de um projeto estratégico que visa à coleta de informações para avaliação de reservatório carbonático albio, em uma área exploratória, bem como a utilização do conhecimento gerado no desenvolvimento de outros campos com reservatórios semelhantes. Além de mitigar as incertezas da área para o projeto de desenvolvimento definitivo.

Outra característica prevista é o baixíssimo volume de água produzida, estando toda emulsionada no óleo, desta forma, o líquido sempre ficará com BSW abaixo de 1%, não havendo assim necessidade de descarte de água produzida, portanto, a água será encaminhada junto ao óleo para o navio aliviador durante a realização do *offloading*.

A UEP FPSO Cidade de Rio das Ostras dispõe de todos os recursos necessários à execução das atividades programadas, tanto em termos de sistema de produção como de segurança operacional, atendendo aos requisitos internacionais e aos padrões estabelecidos.

A instalação da unidade piloto em FPSO para o TLD possibilita as seguintes vantagens:

- ★ A produção poderá ocorrer na máxima vazão da BCSS, método a ser utilizado na elevação artificial;
- ★ Não haverá descontinuidade de produção por falta de escoamento, já que a FPSO possui condições plenas de armazenar o óleo produzido por período de 7 dias. Com isso, reduz-se ao mínimo o tráfego de navios aliviadores.

II.2.3.2 – Aspectos Econômicos

A implantação deste empreendimento abrirá oportunidade para a indústria nacional compreendendo desde os fornecedores de materiais até o serviço de

vários níveis e especialidades. Dessa forma, serão mantidos, e eventualmente gerados empregos diretos e indiretos relacionados a esta atividade, resultando em impactos positivos para a coletividade e para o setor público.

Destaca-se que o aumento da produção de óleo e gás será acompanhado do aumento de arrecadação de impostos e taxas (ICMS, Royalties e Imposto de Renda) a serem arrecadados pelo Município, Estado e o Governo Federal, através da compra de produtos e serviços, além das receitas municipais que serão ampliadas através do recolhimento do ISS por parte das empresas prestadoras de serviço.

II.2.3.3 – Aspectos Sociais

Caso se confirme a expectativa de sucesso exploratório na região, poderá ocorrer num futuro próximo o crescimento da produção nacional de petróleo, propiciando à região um adicional em termos de desenvolvimento socioeconômico.

Convém considerar que o pagamento dos royalties a estados e municípios, cuja aplicação, prevista em lei, deverá ser voltada para as áreas de saúde, saneamento básico e pavimentação, reverterá em melhoria na qualidade de vida das populações beneficiadas, uma vez que estas representam áreas de interesse da coletividade.

Este incremento na produção de petróleo gera ainda uma maior confiabilidade no atendimento à demanda interna de derivados de petróleo, cujos reflexos sociais são bastante significativos.

II.2.3.4 – Aspectos Ambientais

Com a execução das atividades de controle ambiental previstas neste documento, através dos Projetos Ambientais a serem implementados pela PETROBRAS para a atividade a ser desenvolvida na área do poço 1-RJS-661, o empreendimento em questão proporcionará um ganho de conhecimento desta região oceânica.

A atividade 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 Projetos 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 óleo leve 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

O processo de produção de óleo e gás a ser realizado na área do poço 1-RJS-661 envolverá, além do FPSO, um sistema submarino composto por linhas de fluxo (produção de óleo, serviço, cabo elétrico de potência e umbilicais de controle) e árvore de natal molhada horizontal (ANMH) e BCSS (Bombeio Centrífugo Submerso Submarino) instalado na coluna de produção do poço. Também faz parte deste processo a operação de transferência de óleo (*offloading*) para navios aliviadores.

O FPSO será ancorado numa lâmina d'água de cerca de 805 metros, possui capacidade de processamento nominal de 4770 m³/dia (30.000 bpd) de líquido (15,6°C e 101,3 KPa abs) e capacidade de tratamento de 1.900 m³/dia de água de produção, sendo que a mesma não será usada devido a não presença de água associada. A capacidade de tratamento do gás produzido é de 400.000 m³/dia, que é submetido ao consumo interno (geradores e caldeiras) ou a queima no *flare*.

O fluxograma apresentado na Figura II.2.4-1 exhibe o sistema completo de escoamento e produção de óleo e gás na área do poço 1-RJS-661.

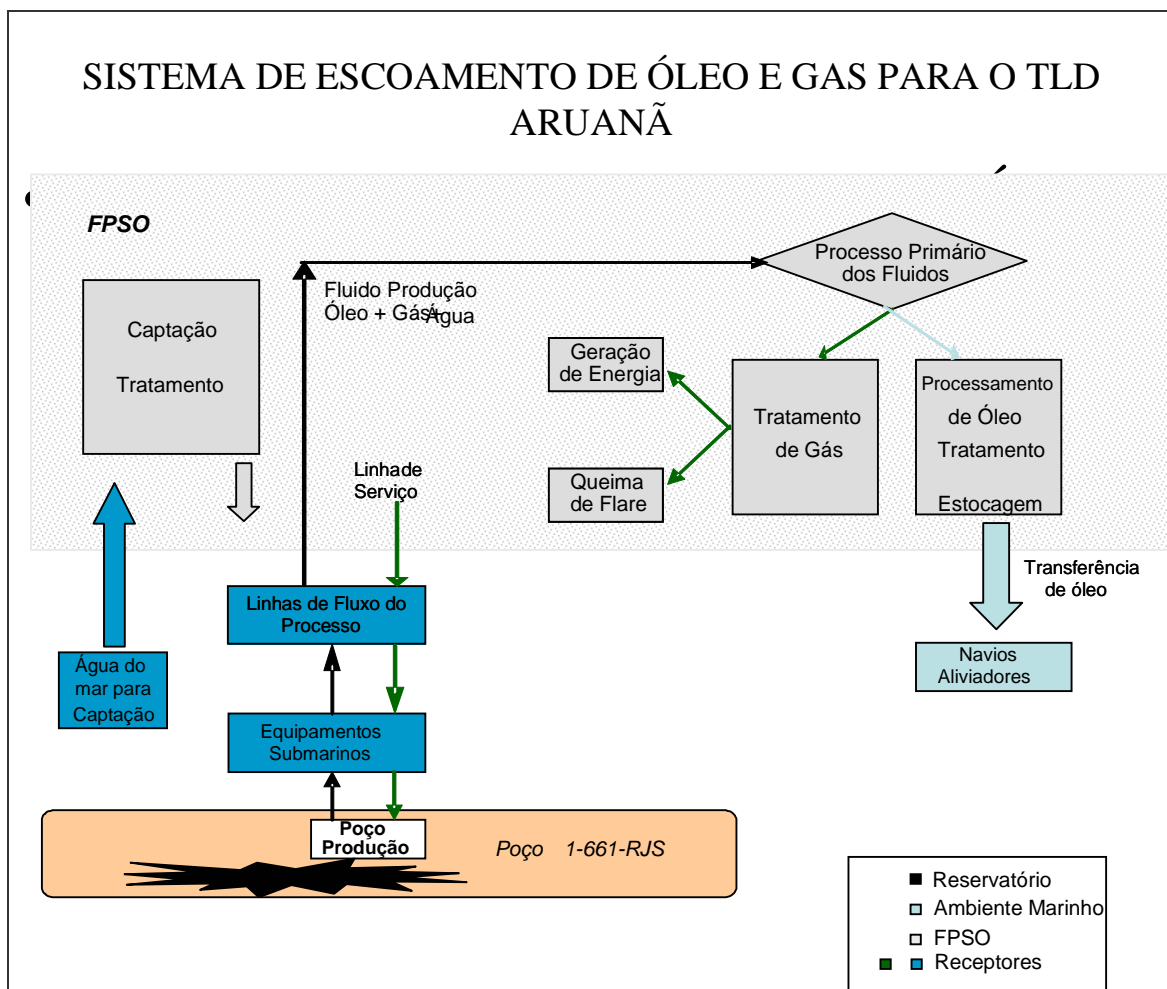


Figura II.2.4-1- Diagrama esquemático do sistema de escoamento e produção de óleo e gás.

O projeto de desenvolvimento desta área foi concebido de forma a maximizar a produção de óleo e gás. Para tal, será instalado BCSS, que permitirá uma vazão diária máxima de 2278 m³/dia e mínima de 1965,8 m³/dia.

Os fluidos serão produzidos através da coluna de produção, do reservatório até a árvore de natal molhada horizontal (ANMH), instalada na cabeça do poço, ou seja, no leito marinho. A partir deste ponto, os fluidos escoam pelo sistema submarino de linhas (trechos de *flowline* e *riser*) até alcançar a unidade de produção, 805 metros acima do leito marinho. O poço estará interligado diretamente à unidade, conforme ilustrado na Figura II.2.4-2.

O poço será interligado ao FPSO através dos *risers*, sendo ancorados no *riser balcony*. O *riser balcony* é a área do convés do FPSO onde se encontram os

coletores de produção e linha de serviço, além dos sistemas de conexão das linhas flexíveis (*risers*), localizado a bombordo do FPSO, na elevação da planta de processo. Da mesma maneira que a linha de produção, a linha de serviço, umbilicais de controle e de injeção química e o cabo de potência da BCSS chegam à unidade, através do *riser balcony*.

Os fluidos de formação que chegam ao FPSO para o processamento primário da produção são, na verdade, uma mistura de líquidos (óleo e gás) não ocorrendo a produção de água no poço. Assim, há a necessidade de um sistema de processamento que permita realizar basicamente os seguintes processos citados abaixo, os quais se encontram descritos ao longo desse capítulo:

- ★ Separação do óleo e gás;
- ★ Transferência do óleo para os navios aliviadores;
- ★ Tratamento do gás para consumo interno (geração de energia);
- ★ Queima de gás no sistema de tocha, em caso de emergência ou em casos de despressurizações operacionais;
- ★ Captação da água do mar para o sistema de resfriamento.

O FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras possui uma planta de tratamento de água de produção sendo que a mesma não será operada no TLD, pois o poço não produz água.

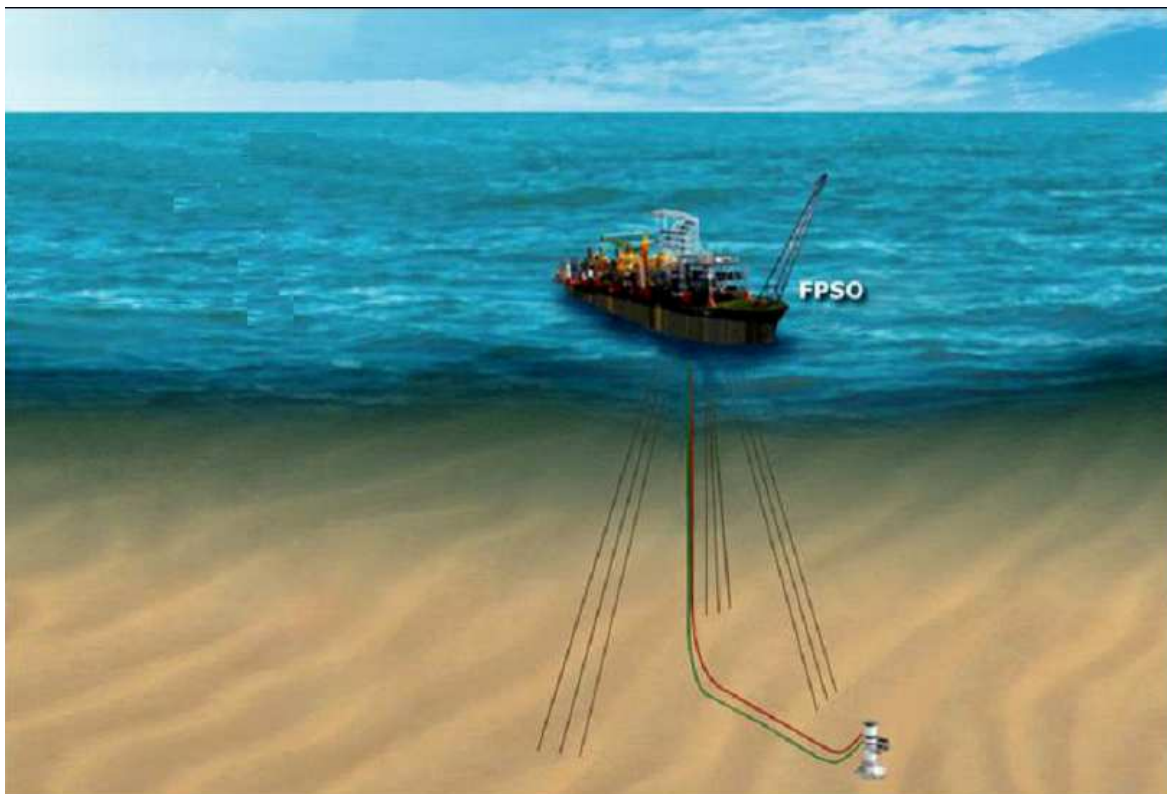


Figura II.2.4-2 – Configuração submarina.

II.2.4.1 – Identificação da Unidade de Produção

A unidade estacionária de produção (UEP) a ser utilizada para o desenvolvimento da Atividade do Sistema Piloto de Produção para Teste de Longa Duração no poço 1-RJS-661 do Reservatório Quissamã, Concessão BM-C-36, Bloco Exploratório Aruanã, Bacia de Campos será denominada FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras. A unidade de produção foi fabricada a partir da conversão de um navio petroleiro em FPSO (*Floating Production Storage and Offloading Unit*), para atender às atividades da PETROBRAS na área do poço 9-BD-18HP-RJS do Reservatório Membro Siri onde a unidade está realizando o Teste de Longa Duração. O navio petroleiro Petrojarl Cidade de Rio das Ostras foi convertido pela empresa Remontowa S.A. no Estaleiro Remontowa na cidade de Gdansk, na Polônia, estando realizando atividade na Bacia de Campos desde março de 2008.

O FPSO apresenta todos os documentos de registros legais necessários para operação em águas no território brasileiro. No Anexo II.2-2 encontram-se os seguintes certificados:

- ★ Certificado Internacional de Prevenção de Poluição por Hidrocarbonetos;
- ★ Certificado Internacional de Prevenção de Poluição por efluentes sanitários;
- ★ Certificado de equipamentos de Segurança;
- ★ Declaração de Conformidade emitida pela Marinha do Brasil.

II.2.4.2 - Descrição da Unidade de Produção

O desenvolvimento da área do poço 1-RJS-661 prevê a utilização de uma unidade estacionária de produção (UEP) que conjugará atividades de produção dos fluidos do reservatório, de processamento primário da produção, de estocagem e transferência de óleo para navios aliviadores, enquanto que o gás natural é consumido pela unidade na geração de energia. O Quadro II.2.4.2-1 apresenta as características do FPSO.

Quadro II.2.4.2-1 - Características do FPSO.

CARACTERÍSTICAS	DESCRIÇÃO
Nome	FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras
Ancoragem	Spread Mooring System (Dicas)
Comprimento entre perpendiculares	174,00 metros
Comprimento Total	182,97 metros
Boca moldada	32,20 metros
Pontal (Altura até convés principal)	16,10 metros
Calado médio	12,09 metros
Altura do queimador- <i>flare</i>	30 metros acima do deck principal
Capacidade total dos tanques de armazenamento de óleo cru	34.044 m ³ (214.130 barris)
Guindaste de convés	Dois guindaste de 30,0 t @ 25m
Sistema de geração de energia	3 turbo geradores duplo combustível (gás/diesel) de 2 MW cada. 1 gerador auxiliar a diesel de 0,96 MW cada. 1 gerador de emergência de 572 KW.

(continua)

Quadro II.2.4.2-1 (conclusão)

CARACTERÍSTICAS	DESCRIÇÃO
Unidade de Tratamento de Esgotos	Tipo: Hamworthy ST 6A Princípio de tratamento: Lodo ativado com sistema de aeração suspensa. Capacidade: 9,36 m ³ /dia (60 pessoas).
Capacidade de produção	1 poço produtor (produzindo por BCSS) Processamento de óleo: 4770 m ³ /d (30.000 bdp). Capacidade de tratamento e processamento de gás: 400.000 m ³ /d.
Capacidade de alojamento	60 pessoas
Heliponto	Dimensão 22,2 x 22,2 m formato octogonal. Helicóptero: Sikorski – S-61 N. Sem facilidades de reabastecimento.
Salvatagem	2 baleeiras com capacidade para 63 pessoas cada uma. 2 balsas de resgate com capacidade para 35 pessoas cada uma. 1 barco para resgate de homem ao mar com capacidade para 6 pessoas.
Caldeiras	3 caldeiras, capacidade de 25 t/h de vapor cada uma, pressão normal de trabalho em 11 bar. Temperatura da água de alimentação: 70°C.

As Figuras dos Anexos II.2-3.a, II.2-3.b e II.2-3.c, apresentam o arranjo geral do FPSO PETROJARL Cidade de Rio das Ostras.

Casco

O FPSO possui fundo singelo, com tanques laterais dedicados a lastro, em bombordo e boreste. Os tanques centrais serão destinados ao armazenamento de óleo. O FPSO está dimensionado para atender às necessidades operacionais da PETROBRAS (carga de convés, estabilidade, capacidade de armazenamento, movimentos, etc) e atendendo aos requisitos de Regra da Sociedade Classificadora Det Norske Veritas (DNV), além de Regulamentos Estatutários Internacionais exigidos pelo País de Registro.

Foram realizadas verificações de esforços globais e de fadiga no casco considerando a ação de ondas, vento e correnteza típicas da Bacia de Campos.

Foram estabelecidas especificações para todos os materiais estruturais utilizados na reformulação da estrutura do casco, de acordo com os requerimentos das Sociedades de Classificação e regulamentações relevantes. Sendo assim, as estruturas serão, quando necessário, reforçadas, considerando

tanto níveis de stress locais e globais, quanto à avaliação de fadiga, de modo a garantir a vida útil necessária para a atividade de produção. O convés principal será reforçado nas estruturas da planta de produção, suporte dos *risers*, heliponto, guindaste e área de popa (componentes do sistema *offloading*). A seleção do aço a ser utilizado na estrutura do casco, determinada de acordo com os requerimentos e regulamentações, considerou as conexões estruturais, espessura do material, composição dos fluidos e temperatura mínima projetada.

Tanques

A estocagem de óleo cru no FPSO pode ser realizada em até 06 (seis) tanques, dispostos ao centro da embarcação, que juntos perfazem uma capacidade total (soma dos volumes de cada tanque) de 34.044 m³. O FPSO conta, ainda, com o Tanque de *Slop* n^o 1 e o Tanque de *Slop* n^o 2.

Os tanques de armazenamento de óleo cru são mantidos pressurizados com gás inerte e o teor de oxigênio é monitorado de modo a assegurar a inexistência de atmosfera explosiva.

Além dos tanques citados acima, o FPSO possui tanques para lastro, preenchidos com água, tanques para óleo diesel e tanques para água potável, cujas capacidades encontram-se definidas no Quadro II.2.4.2-2.

Quadro II.2.4.2-2 - Relação dos tanques do FPSO.

IDENTIFICAÇÃO DO TANQUE	PRODUTO QUE ARMAZENA	CAPACIDADE	
		M ³	BARRIS
N ^o 1 Central	Óleo	5291	33279
N ^o 2 Central	Óleo	5949	37418
N ^o 3 Central	Óleo	5949	37418
N ^o 4 Central	Óleo	4957	31179
N ^o 5 Central	Óleo	5949	37418
N ^o 6 Central	Óleo	5949	37418
<i>Slop</i> n ^o 2 (bombordo)	Óleo contaminado com água	289	1818
<i>Slop</i> n ^o 1 (central)	Água e óleo	1912	12026

(continua)

Quadro II.2.4.2-2 (conclusão)

IDENTIFICAÇÃO DO TANQUE	PRODUTO QUE ARMAZENA	CAPACIDADE	
Capacidade de armazenamento de óleo cru		34044	214130
Proa	Água de lastro	1327	8346
1 Bombordo	Água de lastro	1554	9774
1 Boreste	Água de lastro	1554	9774
2 Bombordo	Água de lastro	2207	13882
2 Boreste	Água de lastro	2207	13882
3 Bombordo	Água de lastro	1658	10428
3 Boreste	Água de lastro	1658	10428
4 Bombordo	Água de lastro	3315	20851
4 Boreste	Água de lastro	3315	20851
5 Bombordo	Água de lastro	2187	13756
5 Boreste	Água de lastro	2187	13756
6 Bombordo (Tanque de <i>Offspec</i>)	Água de produção fora de especificação	964	6063
6 Boreste	Água de drenagem	964	6063
7 Bombordo	Água de lastro	154	968
7 Boreste	Água de lastro	154	968
Popa	Água de lastro	383	2409
DB	Água de lastro	544	3421
2 tanques	Água Potável	127	798
Tanques estocagem de óleo diesel	Óleo Diesel	2.727	17152
01 tanque	Óleo lubrificante	224	1408
01 tanque	Borra	213	1339

O Tanque de *Offspec*, a princípio, ficará vazio. Caso futuramente, durante o TLD, ocorra geração de água produzida, esta será armazenada no mesmo, aguardando o navio aliviador para fazer o *offloading* desta água para ser tratada e descartada em outra unidade da Petrobras. O descarte desta água deverá atender o limite estabelecido na Resolução CONAMA 393/2007. Caso venha a se verificar que a alternativa mais viável para o descarte dessa água produzida é o tratamento na planta de tratamento de água produzida do próprio FPSO, que permanecerá inoperante durante a realização do TLD, será encaminhado junto ao IBAMA o pedido de anuência para ativação da planta e descarte desse efluente. Entretanto, como exposto anteriormente, não é previsto, para o período de realização desse TLD, a geração de água produzida nesse reservatório.

O Tanque *Slop* nº 1 receberá para tratamento águas provenientes da Drenagem Aberta (*Skids* do Convés da Planta de Processo), do Tanque Coletor de Proa (*Skids* do *Flare* e do mangote de *offloading*) e do Coletor de Outras Áreas Classificadas (outros *Skids*). Esta água seguirá posteriormente para tratamento no Separador Centrífugo e posteriormente monitorada e descartada abaixo de 15mg/l. O óleo separado no *Slop* nº 1 e no separador centrífugo é enviado para o Tanque *Slop* nº 2 e deste retorna ao processo

Os tanques de lastro e os tanques de armazenamento do óleo cru passarão, também, por um processo de inspeção de acordo com a Sociedade Classificadora DNV. Todos os tanques de óleo possuirão sistemas medidores de nível. Um sistema de gás inerte funcionará de forma a prevenir a formação de vácuo e de atmosferas inflamáveis e explosivas nos tanques de estocagem de óleo.

Os tanques de armazenamento de óleo cru e os tanques de lastro terão acessos que permitirão inspeção interna quando estiverem vazios. Os tanques de lastro sofrerão troca de água periódica para prevenir o desenvolvimento de bactérias, evitando assim danos ao sistema de revestimento.

As tubulações dos tanques de armazenamento de óleo cru, lastro e efluentes oleosos são individualizados, a fim de evitar o contato entre os diferentes fluidos.

Sistema de gás inerte (SGI)

Durante operações de carregamento de óleo e alívio (*offloading*), um sistema de distribuição e coleta é utilizado para fornecimento de gás inerte e ventilação. Durante a operação de *offloading*, as caldeiras são usadas para fornecer energia às turbobombas (acionadas por turbinas a vapor) dos tanques de carga, e conseqüentemente é gerado gás inerte, o qual é lavado e tratado em um vaso (Scrubber). O teor de oxigênio é monitorado e registrado na sala de controle, quando é então enviado para os tanques de carga.

Todas as atividades de purga e de liberação de gás podem ser feitas sem que haja interrupção das atividades de carregamento e *offloading*.

Sistemas de Lastro

Enquanto se faz a transferência de petróleo do FPSO para o navio aliviador, o volume de óleo nos tanques de armazenagem é reduzido, diminuindo-se assim o calado da embarcação. A fim de se manter a estabilidade e o controle de esforços na embarcação, eventualmente, a bomba de lastro é colocada em operação, captando água do mar e bombeando para os tanques de lastro, dependendo da necessidade operacional. O sistema de lastro é totalmente isolado do sistema de armazenagem do petróleo e seus tanques e bombas são totalmente independentes. Como não há nenhuma possibilidade de contaminação da água de lastro com óleo, o sistema não é considerado uma fonte de efluentes.

Riser balcony

O *riser balcony* é a área do convés do FPSO onde se encontram os coletores de produção e linha de serviço, além dos sistemas de conexão das linhas flexíveis (*risers*).

A interligação entre o sistema submarino (ANMH, Árvore de Natal Molhada Horizontal) e a planta de processo do FPSO é realizada pelas linhas submarinas que chegam no lado bombordo da embarcação. Além da linha de produção, será conectada uma linha de serviço e os umbilicais hidráulicos além do cabo de potência da BCSS.

Planta de processamento da produção

Os recursos dispostos na planta de processamento da produção são necessários para a separação inicial dos fluidos advindos do poço. Esta área é dividida em diversos módulos, posicionados de acordo com a seqüência lógica do processamento dos fluidos da formação. Os módulos de processamento assim como os demais módulos auxiliares estarão localizados em áreas abertas do convés, expostas à ventilação natural. A planta de processamento primário dos fluidos produzidos foi projetada considerando-se as propriedades físico-químicas do fluido oriundo do poço da área do poço 1-RJS-661.

O projeto da planta de processamento permite a separação do óleo e gás, bem como o condicionamento do gás, tratamento e estabilização dentro dos parâmetros requeridos. Um sistema de injeção de produtos químicos (desemulsificante, inibidor de incrustação, inibidores de corrosão, anti-espumante e sequestrante de H₂S) é necessário para auxiliar as etapas de tratamento dos fluidos, bem como para manter a integridade das instalações.

Os sistemas primários associados com as facilidades de processo de produção de óleo e gás no *FPSO* são:

- ★ Separação e Tratamento de Óleo

O sistema de separação e tratamento de óleo consiste dos seguintes equipamentos principais:

- ★ Separadores de produção;
- ★ Ratadores Eletrostático;
- ★ Pré-Aquecedores e aquecedor de óleo;
- ★ Resfriador de óleo estabilizado.

A planta de processo do *FPSO* terá capacidade de processar 4770 m³ de líquido por dia. O dimensionamento da planta considerou os seguintes parâmetros de projeto:

- ★ Número de poços produtores: 1(um);
- ★ temperatura do óleo ao chegar no *FPSO*: Mínima = 40 °C e máxima = 50 °C;
- ★ Capacidade da Planta de Processamento de óleo: 4770 m³/dia;

O processamento do líquido será realizado através de 2 trens de produção, sendo um trem com capacidade para 1908 m³/dia e outro com capacidade para 2862 m³/dia.

A planta de processo é composta por um conjunto de pré-aquecedores a montante do trem de produção que deve ser capaz de elevar a temperatura de

40°C (mínima de chegada) até 95°C. Este sistema deve ser capaz de operar a uma pressão de 8 até 10 Kgf/cm².

O petróleo proveniente do poço chega ao FPSO e recebe inicialmente a injeção de produtos químicos como desemulsificante, anti-espumante, inibidor de incrustação, inibidores de corrosão e sequestrante de H₂S. Em seguida, o petróleo é aquecido pelos pré-aquecedores a fim de se adquirir as propriedades adequadas às condições necessárias de processamento.

A bateria de pré-aquecedores é composta de permutadores de calor em série e paralelo na qual o primeiro trocador de calor, resfria a água separada do óleo ao final do processo. Este trocador somente operará quando o BSW inicial do óleo ao chegar à plataforma estiver acima de 10 %, portanto este equipamento não será utilizado na atividade em questão, pois o BSW do fluido a ser tratado é da ordem de 0,02%. Em seguida, a corrente entra no segundo pré-aquecedor, trocando calor com o próprio óleo, já aquecido e que estará deixando os tratadores eletrostáticos.

O terceiro trocador de calor utiliza vapor saturado a 184° C, 1100 kPa como fluido de aquecimento. É neste trocador que o petróleo atingirá a temperatura desejada de processamento que deverá ser em torno de 95oC com possibilidade de variações de ± 10° C para ajustes durante o período de avaliação.

O óleo após aquecimento é enviado a um vaso separador gravitacional trifásico horizontal (SG), e em seguida ao Flash, que é o equipamento que realiza uma depressurização rápida, dando origem a duas correntes saturadas, uma de líquido e outra de vapor, em equilíbrio. O flash permite a separação e remoção das duas fases. Sendo as duas correntes submetidas a tratamentos subsequentes. O líquido segue para os tratadores eletrostáticos, e o gás é enviado para vaso do *flare*, e posteriormente, parte do volume retorna ao sistema de facilidades e outra parte é queimada pelo *flare*.

Após a saída do tratador eletrostático (TO), o óleo é enviado para recuperação de calor pré-aquecendo o óleo que chega ao FPSO.

Os trens de separação são compostos de separadores gravitacionais e tratadores eletrostáticos de 1º estágio, nos quais são separados óleo e gás. O óleo então é resfriado, medido e encaminhado para os tanques de carga para armazenagem.

A Figura II.2.4.2-1 apresenta o Diagrama simplificado do processo de separação e tratamento de óleo.

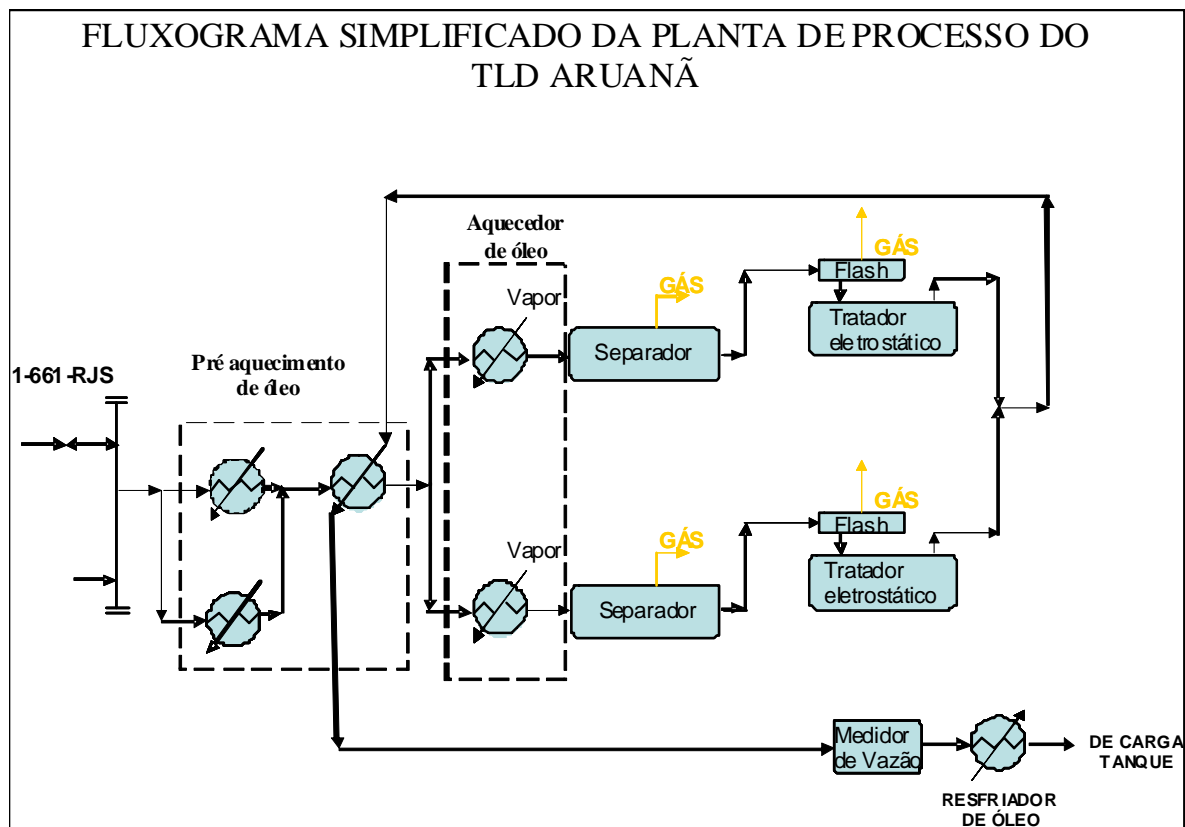


Figura II.2.4.2-1 - Diagrama simplificado do processo de separação e tratamento de óleo.

O Quadro II.2.4.2-3 apresenta, respectivamente, as temperaturas e pressões de operação, e a vazão de líquido e de gás durante o processo de separação e tratamento de óleo.

Quadro II.2.4.2-3 - Condições Operacionais dos Equipamentos utilizados no processo de separação e tratamento de óleo.

EQUIPAMENTO	CAPACIDADE MÁXIMA DA PLANTA DE OPERAÇÃO				
	TEMPERATURA DE OPERAÇÃO (°C)		PRESSÃO DE OPERAÇÃO (Kg/cm ² abs)	VAZÃO DE LÍQUIDO (m ³ /d)	VAZÃO DE GÁS (m ³ /d)
	Entrada	Saída			
Pré-aquecedor	40	85	10	4770	400.000
Aquecedor de produção	85	95	9	4770	400.000
Separador de produção	95		8	4770	400.000
Vaso de Flash	90		4,5	4770	400.000
Tratador eletrostático	85		4,5	4770	-----

★ Tratamento de Gás

O gás proveniente dos Separadores de Produção é encaminhado para sistema de gás combustível, especificamente ao vaso depurador e é submetido a um condicionamento visando especificá-lo quanto ao ponto de orvalho de hidrocarbonetos, sendo então alinhado para consumo nos geradores e caldeiras.

A Figura II.2.4.2-2 ilustra a planta de tratamento e condicionamento do gás para uso na geração de energia.

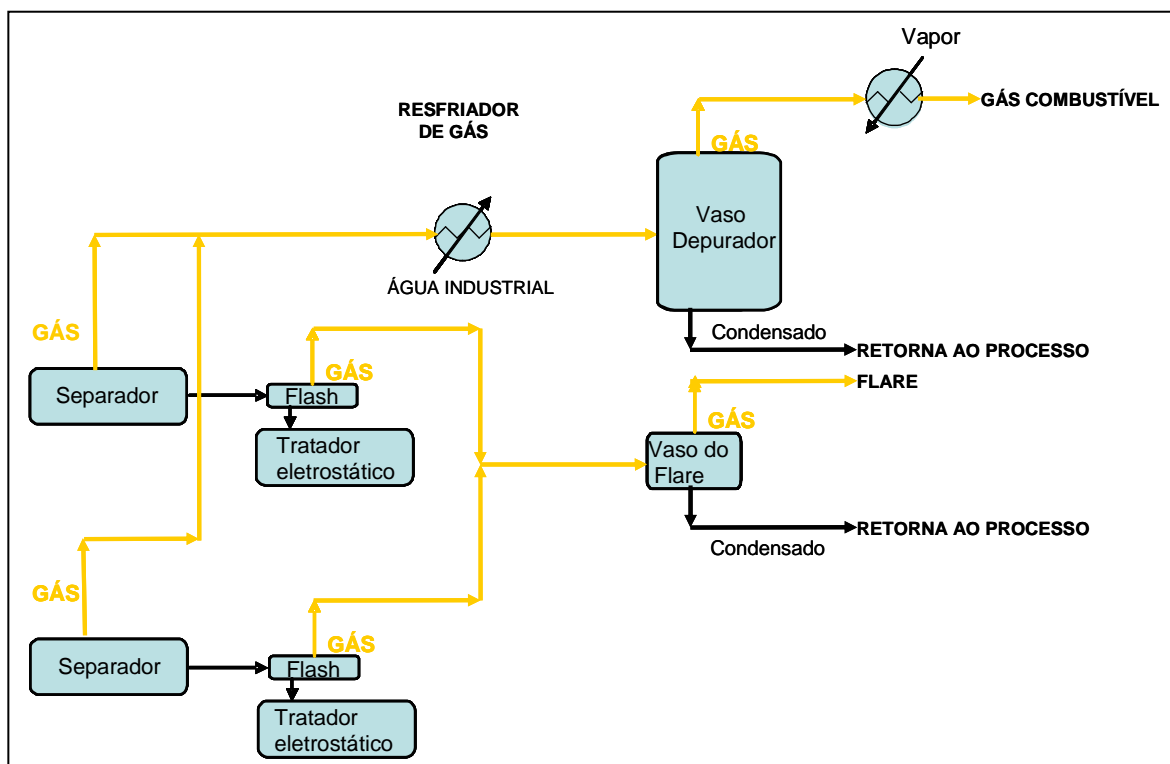


Figura II.2.4.2-2 - Diagrama esquemático do processo de tratamento de gás.

Sistema de fornecimento de água industrial

A água industrial utilizada no FPSO é proveniente do tratamento (Filtração, Cloração e Osmose Reversa) da água do mar captada. O sistema de captação de água do mar é projetado para atender aos sistemas de combate a incêndio, resfriamento da água de produção, trocador do sistema fechado de água de resfriamento e circuito de água de aquecimento.

A Figura II.2.4.2-3 apresenta um diagrama esquemático do sistema de coleta de água do mar e os sistemas atendidos.

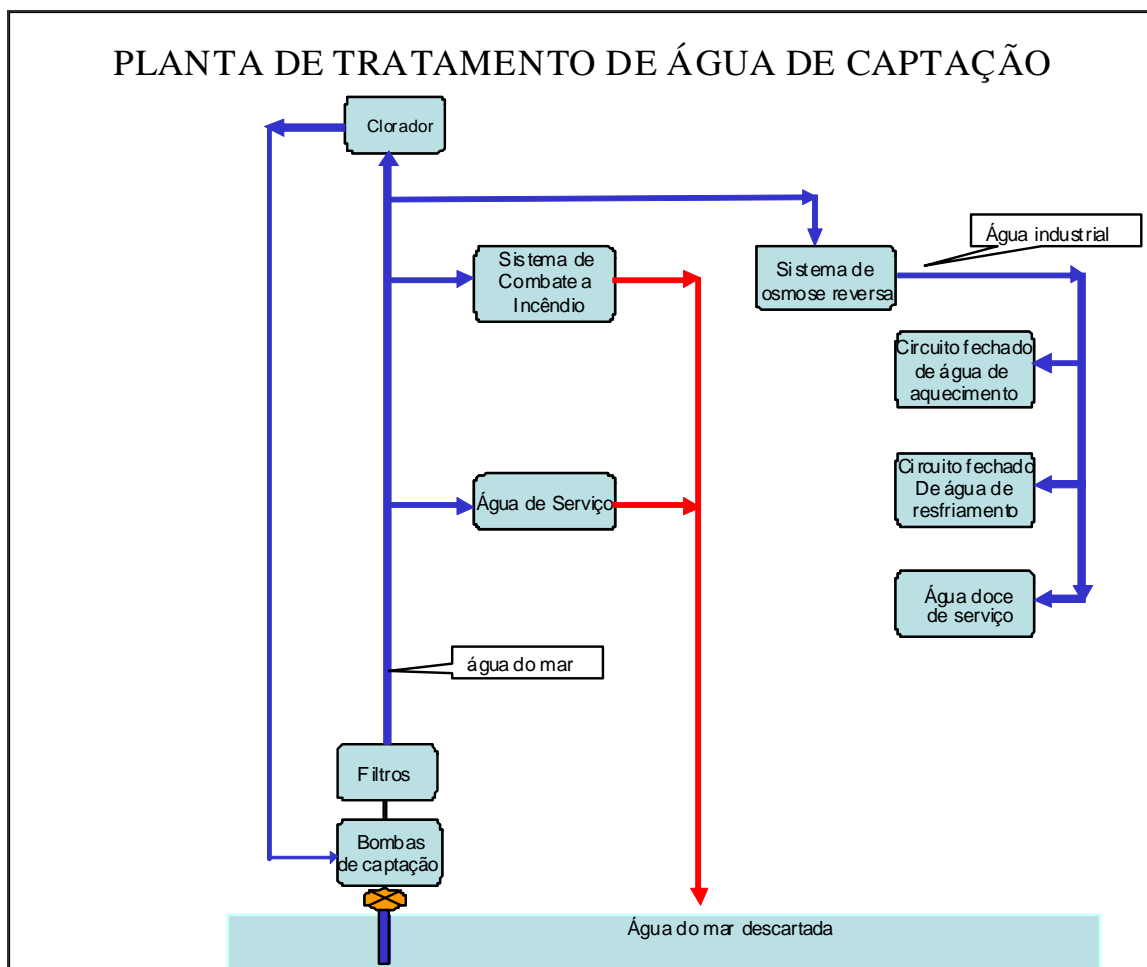


Figura II.2.4.2-3 - Diagrama esquemático do sistema de coleta de água do mar e os sistemas atendidos.

Sistema de Tocha e Vent

A queima de gás na tocha do *flare* ocorrerá continuamente sendo que, o gás a ser queimado, é o volume excedente do gás produzido (gás total produzido menos o gás combustível utilizado nos equipamentos). A quantidade de gás produzido é de aproximadamente 180.000m³/dia, sendo que deste total 30.000m³/dia será utilizado nos equipamentos e o excedente (150.000m³/dia) será queimado na tocha do *flare*. Também haverá queima de gás na tocha do *flare* durante as depressurizações da planta de processamento, em situações de emergência ou em caso de falha de equipamentos. O FPSO é equipado com um sistema, operando para coletar e queimar adequadamente e com segurança o gás residual liberado das válvulas de segurança, válvulas de controle de pressão

e válvulas *blowdown* (despressurização rápida). A Unidade está projetada para queima de gás sob condição contínua ou emergência. Este sistema fica localizado na proa do FPSO, a uma altura de 23 metros acima da linha de referência do FPSO (4 m acima do convés principal). Condição suficiente para garantir que o nível de radiação em pontos específicos do FPSO seja aceitável (em qualquer condição climática e operacional – vazão de gás, alta ou baixa pressão) para as pessoas e equipamentos. O sistema possui um vaso para retenção de condensados e uma rede coletora que conduz os gases a uma única torre vertical, localizada na proa do navio, onde os queimadores estão instalados. A Figura II.2.4.2-4 traz uma representação esquemática do sistema de *flare*.

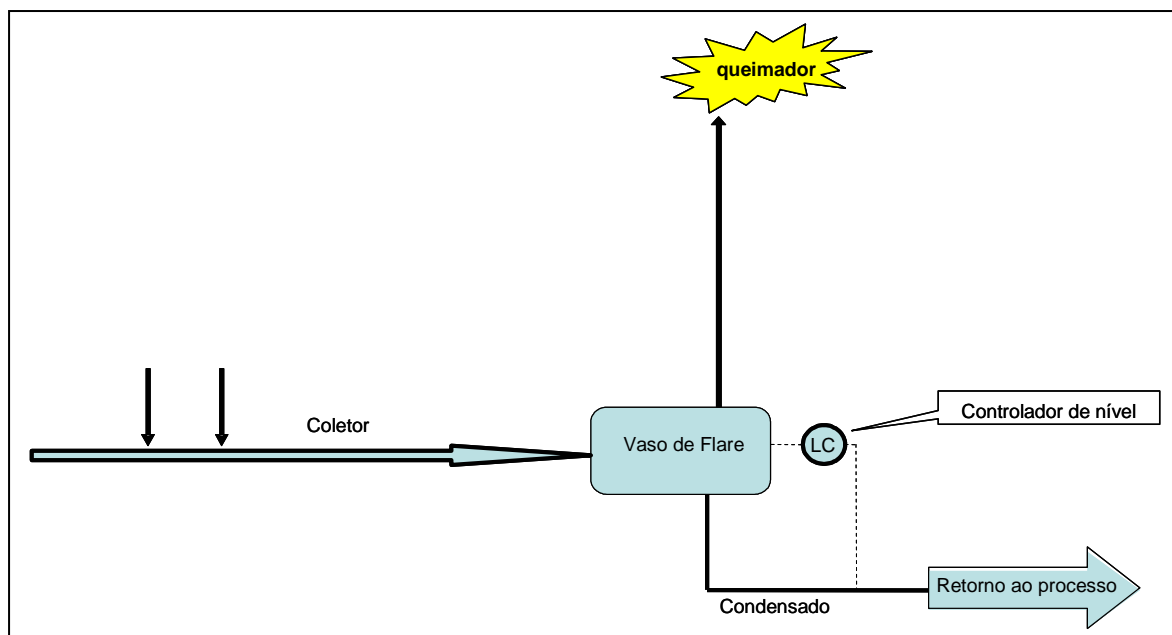


Figura II.2.4.2-4 - Fluxograma esquemático do Sistema do Flare.

Em operação normal o sistema funciona com uma vazão de 6.250 m³/h, suficiente para manter a queima do gás excedente, os pilotos do *flare* acesos e para purga dos coletores. No caso de parada da planta de processo, o gás existente nas linhas e equipamentos será despressurizado para ser queimado na tocha do *flare*. Este procedimento inicia-se com a vazão de 180.000 m³/dia, reduzindo-se drasticamente até zero.

Está previsto um sistema alternativo somente para a manutenção do sistema piloto do *flare* através da utilização de cilindros de gás (GLP ou propano). O

procedimento de utilização destes somente ocorrerá quando não houver produção de gás suficiente para o sistema piloto do *flare*.

Para a mesma situação (produção de gás insuficiente), é previsto o uso de nitrogênio (N₂) para a purga dos coletores.

Sistema de geração de energia

O sistema de geração de energia do FPSO consiste de três turbo geradores bi-combustível (gás / diesel), dois geradores auxiliares a diesel e um gerador a diesel de emergência. Os três turbogeradores bi-combustível gás / diesel possuem capacidade de 2030 kW e 60 Hz cada e estão localizados no convés superior do FPSO. Os dois geradores auxiliares a diesel estão localizados na sala de máquinas e possuem 960 kW cada e servirão de reserva para utilidades do convés principal / casa de máquinas e cargas essenciais da planta. O gerador de emergência possui 572 kW e está localizado no convés superior, é operado a diesel e fornece energia para os sistemas críticos que necessitam estar operacionais durante as situações de emergência. Os turbogeradores estão previstos para operar preferencialmente com gás combustível. Contudo, na partida da unidade de produção, será necessário o uso de diesel até a estabilização da produção de gás. A energia necessária para atender a planta de processo, utilidades e convés principal / casa de máquinas – será proveniente dos turbogeradores, sendo que há um turbogerador como reserva.

Sistema de transferência de óleo

O escoamento do óleo produzido será através de navios aliviadores *in tandem* com o FPSO, isto é, alinhando popa ou proa do FPSO com a proa do navio aliviador (Figura II.2.4.2-5).



Figura II.2.4.2-5 - Exemplo de operação de transferência de óleo in tandem.

Os navios aliviadores (petroleiros) são providos com sistema de posicionamento dinâmico (DP) ou através de ancoragem no sistema convencional. A utilização de aliviadores tipo DP é recomendada uma vez que reduzem consideravelmente os riscos de sua colisão com os *risers* ou o costado do FPSO.

A operação de transferência de carga (*offloading*) será feita periodicamente, com maior probabilidade pelo lado da proa do FPSO em função da ação dos ventos, ficando o aliviador a uma distância de cerca de 150 metros do FPSO. As ações dos ventos predominantes, vindo de norte e nordeste, e das correntes, indo para sul e sudoeste, contribuirão para manter o afastamento do aliviador em relação ao FPSO tornando a operação segura.

A transferência de óleo entre os tanques de carga do FPSO e o navio aliviador ocorrerá através de bombas dedicadas, submersas no interior de cada tanque. O óleo é bombeado através de uma estação de medição e segue para o aliviador através de uma mangueira flexível (mangote) de 12" de diâmetro e

comprimento de 250 metros, classe de pressão 300 psi, com reforço especial nas duas extremidades e equipados com flanges.

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

As operações de amarração e desamarração, por segurança operacional, serão efetuadas à luz do dia e com boa visibilidade, com início previsto para até 5 (cinco) horas antes do por do sol. Entretanto, desde que previamente acordada entre os responsáveis pelas manobras no aliviador e no FPSO, poderão ocorrer manobras noturnas de desamarração.

São consideradas como seguras as manobras de amarração até os seguintes limites médios de condições ambientais: ventos - 20 nós, ondas - 3,5 metros e correntes - 2 nós. Finalmente, sob forte chuva e ou tempestade de relâmpago, as operações de transferência serão interrompidas e as demais manobras adiadas ou completadas com muita cautela.

O Quadro II.2.4.2-3 apresenta algumas características da operação de transferência de óleo.

Quadro II.2.4.2-3 - Características da Operação de Transferência de Óleo (*offloading*).

PARÂMETROS DA OPERAÇÃO	VALOR
Distância entre o aliviador e o FPSO	150 metros
Taxa de transferência	1.000 m ³ /h tempo máximo de 36 horas
Frequência máxima esperada	50 operações por ano

Os mangotes são estivados e enrolados em um carretel, localizado na proa do navio, conforme a Figura II.2.4.2-6.



Figura II.2.4.2-6 - Ilustração do sistema de mangotes de offloading instalado na proa do FPSO.

O mangote de *offloading* é equipado em uma extremidade com válvula automática que só pode ser aberta para permitir o fluxo depois de estar corretamente conectada ao flange fixo, localizado no lado do navio aliviador. Um acoplamento de desengate rápido de alta confiabilidade é instalado nesta extremidade da mangueira para permitir a sua rápida liberação em caso de emergência.

Para garantir a segurança da operação existe também um sistema de detecção de vazamentos que se baseia na comparação instantânea das vazões medidas na saída do FPSO e na chegada do aliviador. Em caso de variações entre os valores a operação é interrompida imediatamente.

Para assegurar que quaisquer problemas eventuais sejam prontamente identificados, interrompendo-se a transferência de petróleo, a operação é acompanhada permanentemente por uma pessoa em cada estação.

Ao final do *offloading*, o mangote é recolhido e mantido no FPSO até a próxima operação e o navio aliviador encaminha o óleo para os terminais de recebimento em terra.

Antes da operação de transferência do óleo produzido, serão efetuados testes de estanqueidade no mangote a ser utilizado. A transferência é realizada com o sistema de gás inerte ligado mantendo a pressão de trabalho e teor de O₂ nos tanques em níveis normais de operação e segurança. Encerrada a operação, dá-se início à limpeza do mangote. Tanto o teste de estanqueidade como o de limpeza do mangote serão feitos com água oriunda do Tanque N° 6 de Boreste, sendo o fluxo direcionado para o tanque *slop* do navio aliviador.

Guindastes

A embarcação apresenta instalados 02 guindastes localizados a boreste cobrindo toda a área do convés principal. A capacidade dos guindastes foi definida em função do equipamento mais pesado, ou seja, 30 toneladas cada em um condição padrão de carga.

Acomodações

As acomodações se localizam na popa da embarcação, possuindo capacidade para 60 pessoas em 32 camarotes, sendo 6 simples, 24 duplos e 02 triplos. As acomodações são distribuídas por 06 (seis) conveses, conforme mostra o Quadro II.2.4.2-4.

Quadro II.2.4.2-4 - Distribuição das acomodações na UEP.

Convés nº1	Locais de serviços, Sala de controle central (CCR), escritórios resposta à emergência.
Convés nº2	12 Camarotes duplos e 02 triplos.
Convés nº3	04 camarotes duplos e 03 camarotes simples. Enfermaria.
Convés nº4	04 camarotes duplos, 01 camarote do capitão e 01 camarote fiscal PETROBRAS. Sala de rádio. Recepção. Cinema. Sala de vídeo conferência
Convés nº5	Lavanderia. Passadiço.
Main Deck (Convés principal)	01 camarote simples. 04 camarotes duplos. Academia. Refeitório.

Água Potável

O FPSO possui uma unidade de osmose reversa instalada, com capacidade de produzir 40 m³ de água potável por dia, o que é suficiente para suprir as necessidades, não demandando a importação de água do continente, via rebocadores.

Lançador e receptor de pigs

De acordo com testes das amostras retiradas do poço RJS-661, as características do óleo indicaram alta probabilidade de deposição de parafina no duto de produção. Esta deposição, ao longo do tempo de produção cria obstruções no duto, acarretando perda de produção e conseqüente necessidade de substituição do mesmo. Por este motivo, será necessário adequar o FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras às condições exigidas, para isso, será realizada a instalação de um lançador e receptor de *pigs*.

a) Descrição do lançador e receptor de pigs

O *PIG* é uma peça projetada, fabricada com poliéster de alta resistência química e mecânica indicada para a limpeza de detritos, camadas de oxidações, remoções de crosta de produtos impregnados nas paredes de dutos, remoção de água nos testes hidrostáticos, entre outras aplicações.

A finalidade de um lançador ou receptor de *pig* é introduzir ou recuperar *pigs*, esferas ou ferramentas de inspeção de um duto. Lançadores e receptores são desenvolvidos para atender aos requisitos específicos de um duto.

Abaixo, apresentamos a Figura II.2.4.2-7, que representa um esquemático de um lançador e receptor de *pigs* típico. No Quadro II.2.4.2-5 apresentamos a lista de itens de componentes de um lançador e receptor de *pigs*, utilizado nas unidades de produção da Petrobras.

Este equipamento é formado basicamente por:

★ Cesta

Acessório construído em material não magnético, utilizado durante o lançamento e recebimento de *pigs* com objetivo de suportar o peso do *pig*.

★ Lançador Compartilhado

Instalação destinada ao lançamento de *pigs* em dutos interligados através de *pig diverter* ou acessórios similares.

★ *Pig Diverter*

Acessório de tubulação para interligar um duto a outros dutos e que permite a seletiva passagem de *pigs*, possibilitando o direcionamento do *pig* ao duto desejado.

★ Recebedor Compartilhado

Instalação destinada ao recebimento de *pigs* em dutos interligados através de “Y” convergente ou acessórios similares.

★ Válvula *Through-Conduit*

Válvula de passagem plena que não apresenta reentrâncias, na sua superfície interna, que comprometam a passagem do *pig*.

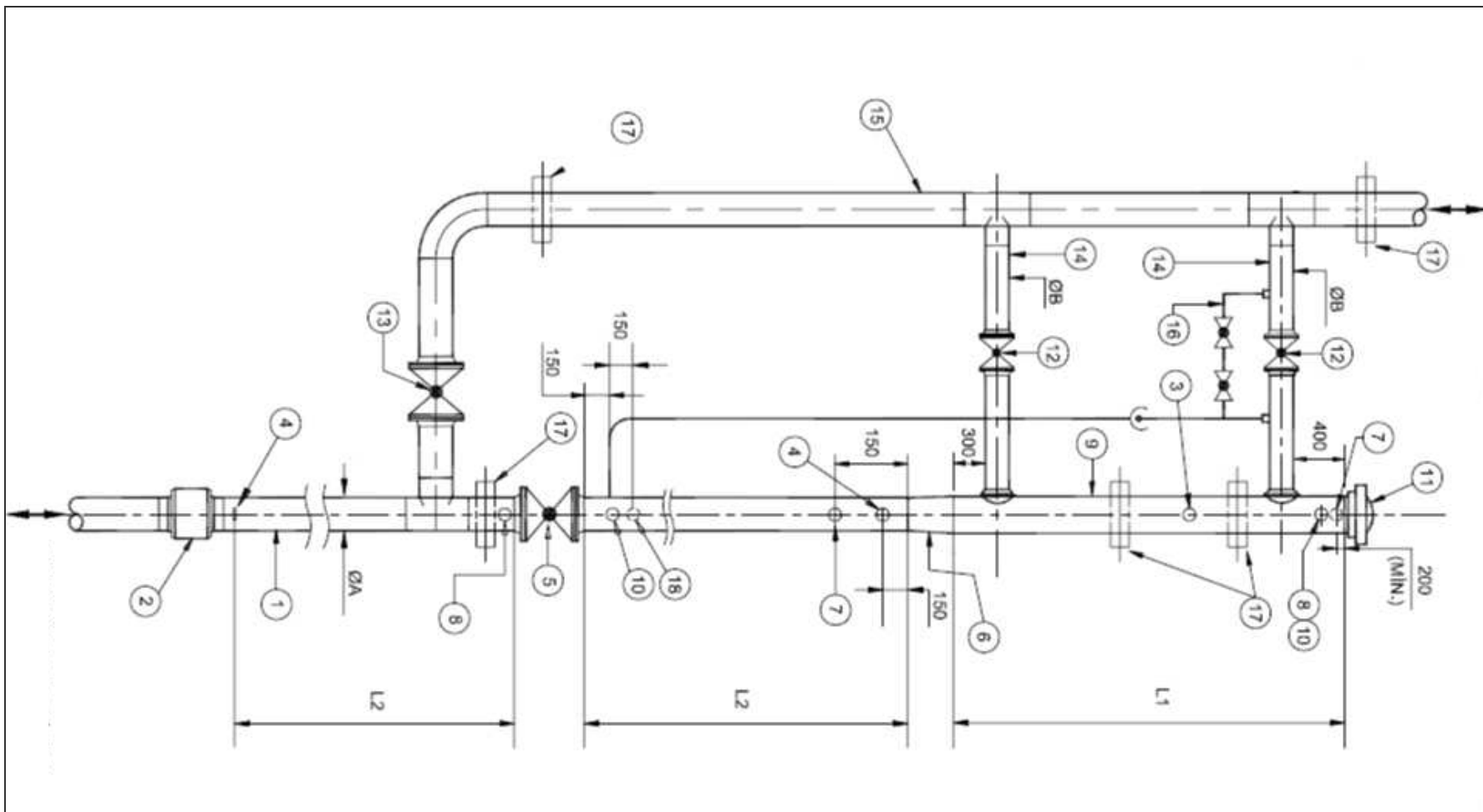


Figura II.2.4.2-7 - Figura Esquemática de um Lançador e Recebedor de Pigs.

Quadro II.2.4.2-5 – Lista de Itens do Desenho Esquímático do Lançador e Recebedor de Pigs da Figura II.2.4.2-7.

1	Duto (ØA).
2	Junta de isolamento elétrico.
3	Válvula de alívio térmico.
4	Indicador de passagem de "pig".
5	Válvula de bloqueio da câmara (passagem plena).
6	Redução.
7	Dreno.
8	Indicador de Pressão.
9	Câmara de lançamento ou recebimento.
10	Suspiro.
11	Tampão de fecho rápido.
12	Válvula de "by-pass".
13	Válvula principal.
14	Linha de "by-pass".
15	Linha principal (entrada/saída).
16	Linha de equalização de pressão com válvula.
17	Suportes.
18	Conexão flangeada.

Quadro II.2.4.2-6 – Dimensões do Lançador Recebedor de Pigs da Figura II.2.4.2-7.

Nominal ØA	6"
L1 - Lançador	1100
L2	1100
L1 - Recebedor	1500
ØB	4"
Ø Dreno	2"

b) Descrição da instalação e operação do lançador e receptor de pigs

- Instalação do lançador e receptor de pigs

O lançador e receptor de pigs será instalado próximo ao *riser balcony*, que está localizado a bombordo da unidade. Será interligado aos dutos de serviço e produção, através de conjuntos de válvulas que permitam manobras do equipamento quando necessário.

- Operação do lançador e receptor de pigs

Serão utilizados *pigs multi-size* (constituídos de poliéster de alta resistência química e mecânica) a fim de atender as mudanças de diâmetro entre o duto de serviço e produção, com a finalidade de retirada, principalmente, de incrustações de parafina depositada ao longo do duto de produção de 6".

O pig será inserido no lançador e assim empurrado com diesel marítimo pela linha de serviço de 4" até a Árvore de Natal Molhada Horizontal (ANMH), de onde através de manobras nas válvulas, seguirá pela linha de produção de 6" até a superfície, sendo recuperado pelo receptor de pig, realizando assim a retirada de deposições de parafina, desta forma evitando obstruções no duto de produção.

O local de lançamento e recebimento de pig será contido, evitando assim vazamento e contaminação da água do mar. A área contida estará interligada ao sistema de drenagem aberta das áreas classificadas.

II.2.4.3 - Descrição dos Sistemas de Segurança e de Proteção Ambiental

Sistema de Ancoragem

O sistema de ancoragem propicia os meios para a amarração segura e confiável do FPSO durante o tempo de operação da unidade na área do poço 1-RJS-661. Este sistema é projetado e testado para operar em condições

ambientais extremas (combinação de ventos, ondas e correnteza), sem causar danos aos equipamentos submarinos.

O FPSO será ancorado na área do poço 1-RJS-661 por meio de 12 linhas de ancoragem na concepção Catenária, compostas por amarras conectadas a 12 (doze) pontos de ancoragem do tipo estaca torpedo, cravadas no solo marinho. A conexão das linhas no FPSO se dará através de um conjunto de polias e mordentes instalados na proa e popa do mesmo.

O Quadro II.2.4.3-1 apresenta a composição do sistema de ancoragem do FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras.

Quadro II.2.4.3-1 - Composição do sistema de ancoragem do FPSO Petrojarl Cidade de Rio Das Ostras.

COMPONENTE	DESCRIÇÃO	CARGA DE RUPTURA
Âncora Estaca Torpedo (tipo)	Torpedo	490 t
Peso	14.000 kg	
Amarra (tramo único)	1600 m x 120 mm	kN

O processo de fixação do ponto de ancoragem (estaca torpedo) consiste na descida do torpedo até uma profundidade calculada, com um cabo de aço conectado no topo do mesmo, quando então o sistema é liberado caindo por gravidade. A estaca torpedo penetra no solo marinho sendo que o comprimento da estaca que penetra no fundo do mar, e o ângulo de inclinação da estaca são parâmetros a serem monitorados para o aceite da operação. Na Figura II.2.4.3-1 é apresentado uma estaca torpedo para ancoragem.



Figura II.2.4.3-1 - Estaca do tipo torpedo a ser utilizada na ancoragem do FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras

a) A operação de ancoragem divide-se em 3 fases:

Fase (1) pré-lançamento do ponto de ancoragem, que compreende a instalação dos seguintes componentes para cada linha de ancoragem: estaca torpedo, trecho de 60 metros da amarra de fundo, placa triangular, manilhas e manilha harpa de espera do gancho KS.

Fase (2) complemento das linhas de ancoragem, que compreende a conexão da manilha de espera abandonada na fase (1) com o gancho KS montado na amarra de fundo interligada aos cabos intermediários de poliéster. As linhas, após conectadas, são abandonadas com bóia em volta da locação do FPSO constituindo o que vem a ser denominado de quadro de bóias. As fases (1) e (2) são realizadas anteriormente a chegada do FPSO na locação.

Fase (3) *hook-up* e tensionamento das linhas de ancoragem. O *hook-up* tem início após a chegada do FPSO na locação e consiste na conexão do sistema abandonado com bóia com o último cabo de poliéster, conexão deste último cabo com a amarra de topo, e conexão desta amarra ao seu respectivo mordente a bordo do FPSO. Após o *hook-up* as linhas de ancoragem são tensionadas pelos

guinchos do FPSO e, alcançando a tensão de projeto, as amarras de topo são travadas em componentes denominados *chain stopper*.

- *Descrição da fase (1) (pré-lançamento do ponto de ancoragem)*

Esta fase se realizará com a utilização de embarcações de manuseio de componentes de ancoragem, designadas AHTS (*Anchor Handling Tug Supply*), e uma embarcação de suporte, designada RSV (*Remote Survey Vessel*), para operação de ROV. A Figura II.2.4.3-2 mostra embarcações típicas, que poderão ser utilizadas no procedimento de instalação das âncoras – Maersk Boulder e Far Sailor, nomeados para fins de entendimento como AHTS-1 e AHTS-2.



Figura II.2.4.3-2 - Foto das embarcações de suporte Maersk Boulder (esq) e Far Sailor (dir), que poderão ser utilizadas na instalação da ancoragem do FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras.

Ao chegar na locação, o AHTS-1 é posicionado nas coordenadas de lançamento, os componentes da linha de ancoragem são montados, sendo em seguida realizado o *overboarding* do torpedo com cabo de aço auxiliar (movimentação do torpedo e componentes no convés para posicioná-los fora da embarcação), conforme ilustrado na Figura II.2.4.3-3. Posicionado o torpedo na altura de tiro adequada a embarcação libera a queda do torpedo. São monitorados os parâmetros da queda e da cravação e estando dentro do

esperado o sistema é abandonado para posterior conexão das amarras. Caso os parâmetros não estejam conformes o torpedo é descravado para novo tiro.

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

A Figura II.2.4.3-3 mostra o esquema de lançamento de estaca tipo torpedo para ancoragem do *FPSO*.

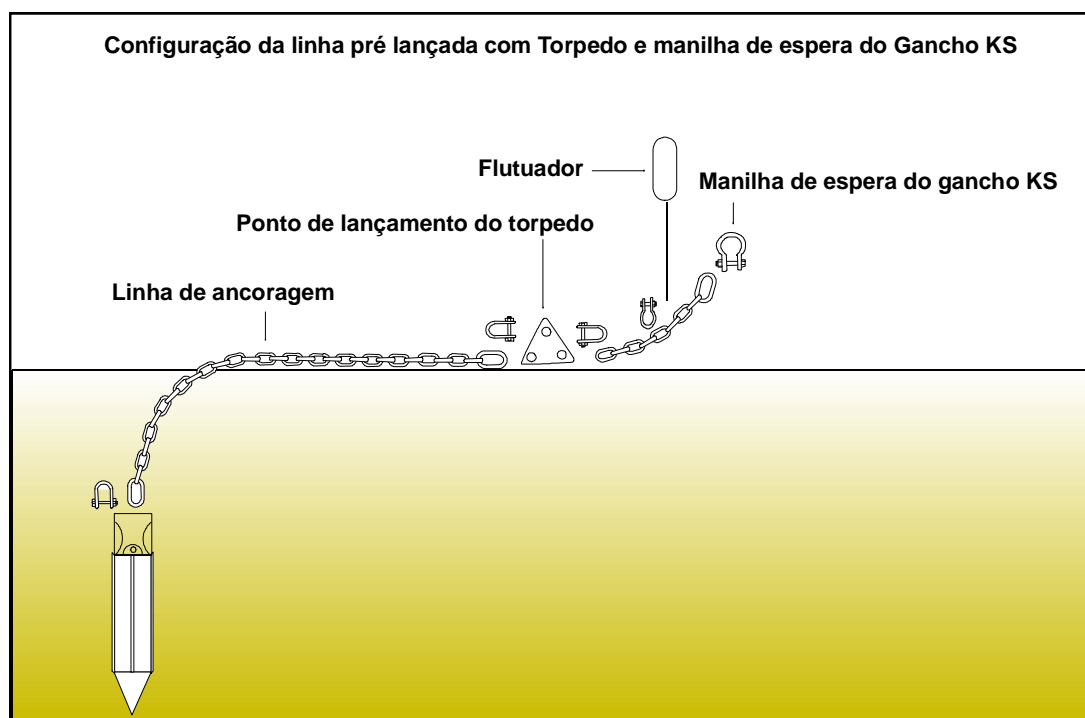


Figura II.2.4.3-3 - Composição do ponto de ancoragem abandonado na fase (1).

- *Descrição da fase (2) (complemento das linhas de ancoragem)*

São utilizados na operação dois AHTS e um RSV, contendo à bordo, como materiais principais, os ganchos KS, as amarras de fundo, os cabos de poliéster e as bóias para abandono do sistema. A linha composta pelo gancho KS, amarra de fundo e cabos de poliéster é montada no barco que fará a conexão. O barco com a linha montada, pendurada e utilizando o monitoramento e as funções de manipulação do RSV, conecta o gancho KS na manilha de espera deixada na fase (1). Após o engate, o AHTS lançador abandona a linha conectada com bóia,

a qual terá as funções de sustentação do peso da linha e marcação da posição da mesma (Figura II.2.4.3-4).

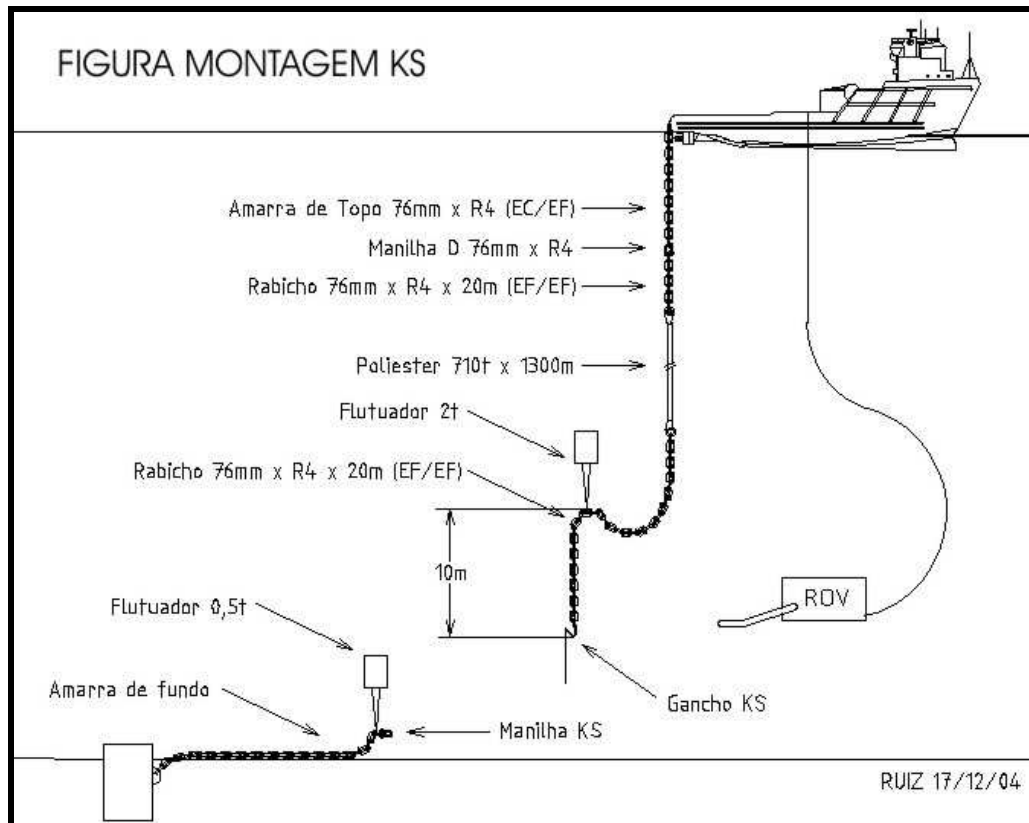


Figura II.2.4.3-4 - Conexão do gancho KS com a manilha de espera do KS abandonada na fase (1), complementação da linha de ancoragem composta de amarra de fundo e cabos de poliéster e abandono do conjunto com bóia.

- *Descrição da fase (3) (Hook-up das linhas de ancoragem ao FPSO e seu tensionamento)*

Esta etapa de instalação do sistema de produção se iniciará com a chegada da unidade de produção à sua locação na área do 1-RJS-661 consistindo na instalação dos complementos dos componentes do sistema, ou seja: último cabo de poliéster e amarra de topo, e conexão dessa amarra ao seu respectivo mordente a bordo do FPSO.

Nesta etapa, serão disponibilizados pelo menos 06 rebocadores, os quais deverão atuar nas atividades de reboque, posicionamento e travamento do FPSO

Petrojarl Cidade de Rio das Ostras dentro do quadro de bóias visando limitar a deriva da unidade, conexão dos sistemas pré-lançados com a unidade de produção, tensionamento das linhas de ancoragem até a tensão de projeto e travamento das linhas nos mordentes (*chain stoppers*) do FPSO.

Quando o FPSO, ao término do reboque, alcançar as proximidades da sua locação, este passará então a ser conduzido pelos rebocadores designados no procedimento visando o início da fase (3) da operação de ancoragem. O conjunto se aproximará lentamente da localização final, numa direção que seja favorável considerando as condições ambientais presentes, principalmente levando em consideração as variáveis vento e corrente.

Após o posicionamento e travamento da unidade, serão repassados do FPSO a uma das embarcações AHTS designada no procedimento (AHTS-1), um cabo mensageiro e um trecho de amarra provisória. A embarcação AHTS-1 conectará a amarra de topo à amarra provisória.

Simultaneamente, a AHTS-2 pescará a bóia de marcação e conseqüentemente, a ponta do sistema de ancoragem lançado na fase (2), conectará ao cabo de poliéster superior (último cabo de poliéster), o qual será lançado na água.

Em seguida, a AHTS-1 transferirá a ponta da amarra de topo à embarcação AHTS-2, para que esta seja conectada ao último cabo de poliéster, e a conexão final lançada na água.

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

Uma embarcação de suporte com ROV (RSV) participará de todas as operações de recuperação e instalação.

Sistema de conexão com as linhas de escoamento

O sistema de conexão das linhas de escoamento na superfície da UEP será efetuado através de receptáculos cônicos localizados no *balcony riser*.

As especificações das linhas e conectores de extremidade (*end-fittings*) a serem adotados nos *bundles* do poço produtor do são as seguintes:

Quadro II.2.4.3-2 - Especificações das linhas e conectores de extremidade.

LINHAS DE PRODUÇÃO DE 6" DO POÇO PARA O FPSO			
ITEM	DESCRIÇÃO	TIPO	ESPECIFICAÇÃO
1	CONECTOR DE EXTREMIDADE (UEP/RISER)	FLANGE	7 1/16" - API 17SS – 5.000 psi - BX-156
2	RISER DE PRODUÇÃO DE 6"		7 1/16" - API 17SS – 5.000 psi - BX-156
3	CONECTOR DE EXTREMIDADE (RISER/FLOW)	FLANGE	7 1/16" - API 17SS – 5.000 psi - BX-156
4	FLOWLINE DE PRODUÇÃO DE 6"		7 1/16" - API 17SS – 5.000 psi - BX-156
5	CONECTOR DE EXTREMIDADE (FLOW/FLOW)	FLANGE	7 1/16" - API 17SS – 5.000 psi - BX-156
LINHA DE SERVIÇO DE 4" DO POÇO PARA O FPSO			
ITEM	DESCRIÇÃO	TIPO	ESPECIFICAÇÃO
1	CONECTOR DE EXTREMIDADE (UEP/RISER)		4 1/16" - API 17SS – 5.000psi - BX-155
2	RISER DE SERVIÇO DE 4"	FLANGE	4 1/16" - API 17SS – 5.000psi - BX-155
3	CONECTOR DE EXTREMIDADE (RISER/FLOW)	FLANGE	4 1/16" - API 17SS – 5.000psi - BX-155
4	FLOWLINE DE SERVIÇO DE 4"		4 1/16" - API 17SS – 5.000psi - BX-155
5	CONECTOR DE EXTREMIDADE (FLOW/FLOW)	FLANGE	4 1/16" - API 17SS – 5.000psi - BX-155
LINHAS DE UMBILICAL HIDRÁULICO DO POÇO PARA O FPSO			
ITEM	DESCRIÇÃO	TIPO	ESPECIFICAÇÃO
1	UMBILICAL DE 12 FUNÇÕES + CE (UEH 9 x 3/8" X 3 X 1/2" +C.E)		9" - API 6B FF – 2.000psi – Face Plana
2	CONECTOR DE EXTREMIDADE (UEP)	FLANGE	9" - API 6B FF – 2.000psi – Face Plana
3	CONECTOR DE EXTREMIDADE (FLOW/ANMH)	FLANGE	5 1/8" - API 6B – 2.000psi – Face Plana
CABO ELÉTRICO DE POTÊNCIA			
ITEM	DESCRIÇÃO	TIPO	ESPECIFICAÇÃO
1	ELECTRICAL CABLE	3 x 120 mm ² 6 / 10 Kv	5 1/8" API 2000 psi,, type 6B, FF.

Sistemas de detecção, contenção e bloqueio de Vazamentos

Os sistemas de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos são apresentados no item II.8.

Sistemas de manutenção

A unidade FPSO possui procedimentos documentados de todas as atividades de manutenção preventiva, preditiva e corretiva dos equipamentos que compõem a unidade.

Sistemas de segurança

O sistema de Segurança e Controle do FPSO foi desenvolvido com base no API RP 14C (7ª edição, Março de 2001), o qual foi utilizado para determinar os requerimentos mínimos de segurança para os sistemas de superfície da unidade. Fazem parte do processo de execução desse sistema a implementação de estudos de análise de riscos, como o HAZOP. O sistema de segurança e controle consiste dos seguintes sistemas integrados:

- ★ Sistema de incêndio e gás;
- ★ Sistema Emergencial de Bloqueio (ESD);
- ★ Sistema Lógico (*Logic Solver System*);
- ★ Interface da Operação (HMI interface).

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

O sistema foi desenvolvido à prova de falhas e de maneira que o SCP não reinicie automaticamente qualquer equipamento quando o iniciador de bloqueio retorne ao modo normal ou a energia seja restaurada. A energia do SIS é proveniente de duas fontes independentes de energia, sendo uma sobressalente.

O sistema de gás e incêndio (SGI) atende a todo o FPSO e foi desenvolvido obedecendo a critérios da certificadora DNV. De uma maneira geral, o sistema de incêndio e gás compreende no monitoramento de todas as áreas onde misturas explosivas e/ou inflamáveis possam ocorrer.

A detecção desses eventos irá, então, iniciar o alerta dos tripulantes através do sistema público de informação e iniciar uma série de ações visando minimizar as conseqüências do evento. Ações de controle encontradas no sistema de gás e incêndio têm interface direta com o sistema de ESD (parada de emergência) e permitem a evacuação dos tripulantes com segurança. O SGI consiste de:

1. Detecção automática de fogo ou presença de mistura combustível;
2. Iniciação de alarmes visuais e sonoros para aviso de perigo a todos os tripulantes;
3. Ativação do sistema de dilúvio na área afetada e em áreas adjacentes;
4. Ativação do sistema de bloqueio automático para fechar os poços e plantas de processo e utilidades, caso necessário;
5. Inundação de áreas afetadas com CO₂ de maneira a extinguir o fogo;
6. Ativação manual do bloqueio e sistema de proteção de incêndio, caso necessário;
7. Permitir imediata e exclusiva operação;
8. Efetua extensos diagnósticos de fornecimento de energia e circuitos elétricos, devido a perda de energia ou falhas;
9. Alarma imediatamente no painel de controle quando da detecção de incêndio;
10. Painel central de SGI para o FPSO localizado na sala de controle, que contempla toda a área de processo e recebe informações consolidadas dos sub-painéis localizados em outras áreas do FPSO;
11. Sub-painel localizado na E-House;
12. Sub-painel que atende às acomodações localizados na sala de controle;
13. Estação operadora de interface, localizada na sala de controle;
14. Dispositivos de detecção de calor, fumaça, gases combustíveis;
15. Dispositivos sensíveis à radiação ultravioleta (UVIR);
16. Alarmes visuais e sonoros;

a) Sistema Emergencial de Bloqueio

O FPSO possui um fluxograma de ações a serem tomadas caso ocorram situações anormais de processo e emergenciais, consistindo de 4 níveis de bloqueio. Os agentes motivadores que determinam o status do FPSO e, conseqüentemente, a escolha de um dentre os quatro níveis de emergência são claramente apresentados no fluxograma. Os níveis de bloqueio são os abaixo apresentados, em ordem crescente de prioridade:

- Nível 1- Bloqueio e abandono do FPSO;
- Nível 2- Bloqueio de algumas ou todas as áreas;
- Nível 3- Bloqueio de processo;
- Nível 4- Bloqueio da unidade;

O sistema emergencial de bloqueio tem como função intervir em um dado processo ou em um equipamento específico do processo durante uma ocorrência insegura. Esse sistema é acionado sempre que ocorra uma situação que possa resultar na formação de atmosfera explosiva (Ex.: vazamento de gás) ou presença de fogo, bem como na ocorrência de determinadas condições operacionais, como por exemplo, pressão muito alta e nível muito alto no Separador de Produção. Os componentes do sistema emergencial de bloqueio são identificados e documentados de forma a diferenciá-los de outros sistemas, e podem proporcionar o seguinte:

- ★ Bloqueio automático de equipamentos para proteção da tripulação e facilidades;
- ★ Redundância de softwares e hardwares;
- ★ Autoteste;
- ★ Permite fácil manutenção, reparo e identificação de falhas;

O sistema permite ser acionado manualmente através de botoeiras localizadas na sala de controle, área de processo, área de compressores, heliponto e área de botes salva vidas.

b) Sistema de combate a incêndio

O FPSO é protegido por sistemas de incêndio convenientemente localizados em diversas áreas da unidade. Os sistemas localizados no convés principal são do tipo dilúvio, automaticamente ativados por fusíveis ou manualmente na sala de controle.

O heliponto e a área de *offloading* são protegidos por sistema fixo de espuma, linha de incêndio e canhão monitor. O maquinário existente no FPSO, bem como espaços entre os equipamentos são equipados com extintores fixos de CO₂.

O sistema de combate a incêndio compreende 2 bombas (bombas hidráulicas com motores a diesel) sendo cada uma com condições de atender a 100% da demanda requerida na FPSO, localizadas na popa e na proa, ambas na elevação do *main deck*. É apresentado no Quadro II.2.4.3-3 os equipamentos referentes ao sistema de combate a incêndio no FPSO:

Quadro II.2.4.3-3 - Equipamentos utilizados no sistema de combate a incêndio.

EQUIPAMENTO	OBSERVAÇÕES
Bomba de incêndio #1	750 m ³ /h com 126 mca de head e 11 bar na elevação deck de processo
Bomba de incêndio #2	750 m ³ /h com 126 mca de head e 11 bar na elevação deck de processo
Bomba jockey	50 m ³ /h com 120 mca de head
Equipamento de CO ₂	Distribuídos na sala de máquinas, sala de bombas, etc.

O sistema de combate a incêndio consiste dos seguintes sistemas:

- 1 - Água;
- 2 - Sistema de espuma;
- 3 - Sistema de CO₂ de combate a incêndio;
- 4 - Extintores portáteis

- *Sistema de Água*
- ✓ *Rede Plug-Fusível*

Este sistema consiste em manter uma rede de tubo inox, de diâmetro de 3/8", pressurizado com ar, e com a presença de fusíveis *plug* ao longo de toda sua extensão. Uma vez rompidos estes fusíveis, pela presença de fogo, ocorre a atuação, na seqüência, do pressostato presente na linha de ar comprimido que atende os fusíveis *plugs*. Este, envia uma sinal digital de que abrirá a válvula de dilúvio (ADV) para o local correspondente à ocorrência. Imediatamente tem-se a

partida das bombas de combate a incêndio, alimentando com água a rede de dilúvio correspondente. A área de abrangência deste sistema é a planta de processo e área de produtos químicos e *Flare*.

✓ *Anel de Incêndio*

Este sistema é mantido pressurizado pela bomba jockey e tem a sua abrangência ao longo de toda a embarcação. O acionamento se dá de forma manual pelo operador da área ou pelo automatismo definido pela lógica do PLC principal, após ocorrência da atuação de fusíveis / sensores de fogo ou gás.

A água para combate a incêndio da área de *topside* e do casco será proveniente de um sistema dedicado que terão duas bombas de incêndio independentes, dimensionadas para atender a 100% do pior cenário de incêndio. Caso haja perda de energia, as bombas continuarão a operar, pois são acionadas por motores a diesel independentes.

O FPSO possui, também, estações com hidrantes e mangueiras de incêndio, que além de atenderem a pontos existentes na embarcação, deverão atender ao heliponto e os módulos da área de *topside*.

O sistema de combate a incêndio possuirá também um sistema de dilúvio, cujo objetivo é aspergir água sobre equipamentos de processo de forma a resfriá-los e reduzir o risco de aumento do incêndio. Este sistema deverá ser imediatamente acionado sempre que percebido foco de incêndio na área e está previsto para atender às seguintes áreas:

- ★ Separadores, tratador eletrostático, tanque de dreno fechado;
- ★ Separador e trocadores de calor;
- ★ *Risers* e *manifolds* de superfície;
- ★ Tanques de produtos químicos e bombas.

✓ *Sistema de Espuma*

O FPSO contará com um sistema de espuma nas áreas do heliponto e da área dos tanques.

A unidade é dotada de Sistema de Líquido Gerador de Espuma (LGE), para alimentação de 8 canhões, para atendimento do heliponto, convés principal e acomodações. O sistema é acionado pela sala de controle, caso necessário, através de uma abertura que interliga o anel de incêndio com o LGE no interior do vaso, que se encontra pressurizado. O princípio de funcionamento do sistema se baseia no tubo venturi (tubo de arraste), que alimenta o canhão que fora acionado.

- *Sistema de CO₂ de Combate a Incêndio*

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

Através de botoeiras distribuídas pelos diversos pontos da embarcação, em caso de necessidade, este sistema somente poderá ser acionado por manualmente após ser garantida a retirada de todas as pessoas da sala. O seu acionamento gera um alarme na Estação Central de Operação e Supervisão (ECOS), além do alarme de emergência em toda unidade.

O sistema de segurança da unidade FPSO é composto de vários sistemas e subsistemas, compostos por unidades fixas e móveis de detecção e combate a incêndio, onde se destacam:

- ✓ *Extintores Portáteis de Incêndio*

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

- *Recursos de Abandono, Fuga e Resgate*

Os recursos de abandono, fuga e resgate têm o propósito de prover condições seguras de escape para todos os tripulantes do FPSO. Fazem parte dos recursos de abandono o helicóptero, as baleeiras e os botes salva-vidas. O

FPSO conta com duas baleeiras com capacidade para 63 pessoas cada, duas balsas de resgate com capacidade de 35 pessoas cada e um bote para resgate de homem ao mar com capacidade para 6 pessoas.

- *Sistema de Comunicação*

Em termos de segurança, a principal função do sistema de comunicação de emergência é comunicar aos serviços de resgate a decisão de abandonar o FPSO ou requerer resgate de pessoas feridas. Estão previstos dois Sistemas de Comunicação a bordo do FPSO:

Sistema de Intercomunicação, Avisos e Alarmes: constituído de transdutores sonoro (cornetas, alto-falantes, etc.) instalados em todas as áreas da unidade *offshore*, permitindo a emissão de Chamadas e Avisos em alta-voz, acompanhados, quando necessário, por alarmes de emergência específicos (Emergência e Abandono da Unidade). Esse Sistema é mantido por uma fonte ininterrupta de energia (UPS- Uninterrupted Power Supply). O funcionamento desses dois alarmes é gerenciado remotamente pelo Sistema ECOS (Estação Central de Supervisão e Operação) da unidade que, através de conexão com o Sistema de Intercomunicação em pauta, automaticamente aciona o sinal de alarme respectivo. Nas áreas ruidosas, as chamadas e os alarmes são acompanhados de sinalização visual através do uso de lâmpadas de estado na cor Branca/Cristal. Os avisos de emergência têm prioridade máxima durante o soar de um tom de alarme. Quando emitidos a bordo, o nível sonoro do tom de alarme em curso é emudecido automaticamente. Os cabos da rede desse sistema são resistentes a fogo, não contribuindo para a sua propagação.

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

No caso de uma emergência a bordo do FPSO, devem ser contatados os serviços de resgate e os escritórios da PETROBRAS em Macaé. Essas ações devem ser conduzidas a partir da sala de rádio, baseadas nas instruções fornecidas pelo Gerente da Plataforma. Esse processo de comunicação deve ser conduzido via telefone e rádio VHF, devendo incluir notificações à base de apoio, serviços de transporte aéreo, barcos de apoio, além de outras unidades operando na área.

Os principais sistemas de comunicação externa são os seguintes:

Comunicações externas:

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

Comunicações internas:

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

Sistemas de Medição e Monitoramento

A medição de fluidos seguirá o Regulamento Técnico de Medição de Petróleo e Gás Natural da ANP (Portaria Conjunta N.1 de 2000 – ANP/INMETRO). Para as medições fiscais de óleo, serão utilizados medidores do tipo ultra-sônico, com incerteza de medição inferior a 0,2%. Para as medições de apropriação de óleo, medidores do tipo deslocamento positivo, turbina ou mássico, com incerteza de medição inferior a 0,6%. Para as medições fiscais de gás, medidores do tipo placa

de orifício ou ultra-sônico, com incerteza de medição total inferior a 1,5%. Para medições de apropriação de gás, medidores do tipo placa de orifício ou ultrasônico, com incerteza de medição total inferior a 2%. Para medições operacionais de gás, medidores do tipo placa de orifício ou ultra-sônico, com incerteza de medição total inferior a 3%. Para medição de água, medidores tipo magnético com incerteza de medição inferior a 1%.

Sistemas de Geração de Energia de Emergência

O sistema de geração de energia de emergência consiste de um gerador a diesel de 572 KW, localizado no convés superior, em uma sala específica e com ventilação adequada, sendo que o suprimento de combustível é realizado por um tanque de diesel, localizado em uma sala anexa a do gerador de emergência. O sistema, que opera independentemente do sistema principal atende aos seguintes equipamentos:

- ★ Painel de luz de emergência, localizados no *deck* superior;
- ★ Carregadores de bateria para os geradores de emergência;
- ★ Carregador de bateria para bomba de incêndio primária;
- ★ Luzes do heliponto;
- ★ Equipamentos de navegação (*Nav equipment*);
- ★ ACC e *deck*;
- ★ Sala de máquinas;
- ★ Área do ACC;
- ★ Painel de controle de energia.

Sistema de Coleta, Tratamento e Descarte de Fluidos

a) Efluentes sanitários

Os efluentes sanitários gerados na unidade (águas negras), juntamente com os efluentes oriundos da cozinha (após passagem pela caixa de gordura) serão coletados em tanque específico e encaminhados para a estação de tratamento de

esgoto (ETE). Em linhas gerais, essa unidade é composta por um tanque de aeração, um tanque de decantação e um tanque de desinfecção por cloro, caracterizando um processo de tratamento do tipo biológico. O sistema compreende uma bomba de descarga, um macerador e um painel de controle local. O efluente a ser tratado é recebido no primeiro tanque de aeração, onde sofre a ação de bactérias aeróbicas e microorganismos e adição de oxigênio atmosférico pela injeção de ar.

O dióxido de carbono resultante da ação das bactérias e microorganismos é liberado para atmosfera através de respiros. Após passar pelo primeiro tanque, o efluente é enviado para o tanque de decantação. Este processo de tratamento ocasiona a geração de lodo no processo de decantação, lodo este que será retirado durante o procedimento de manutenção periódica, sendo encaminhado para terra e tratado..

A unidade é do tipo Hamworthy Super Trident ST6A e tem capacidade para atender a todos os 60 tripulantes do FPSO (Figura II.2.4.3-5).

Este modelo de Estação de Tratamento de Esgotos é certificado com base nos requisitos da MARPOL 73/78. O Certificado de Prevenção da Poluição por Esgotos foi obtido pelo FPSO, desde o início da operação do FPSO, no Anexo II.2-2 encontra-se o referido Certificado. Conforme solicitado na Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA 08/08, prevê-se monitoramento do efluente tratado para o acompanhamento do desempenho da Estação.

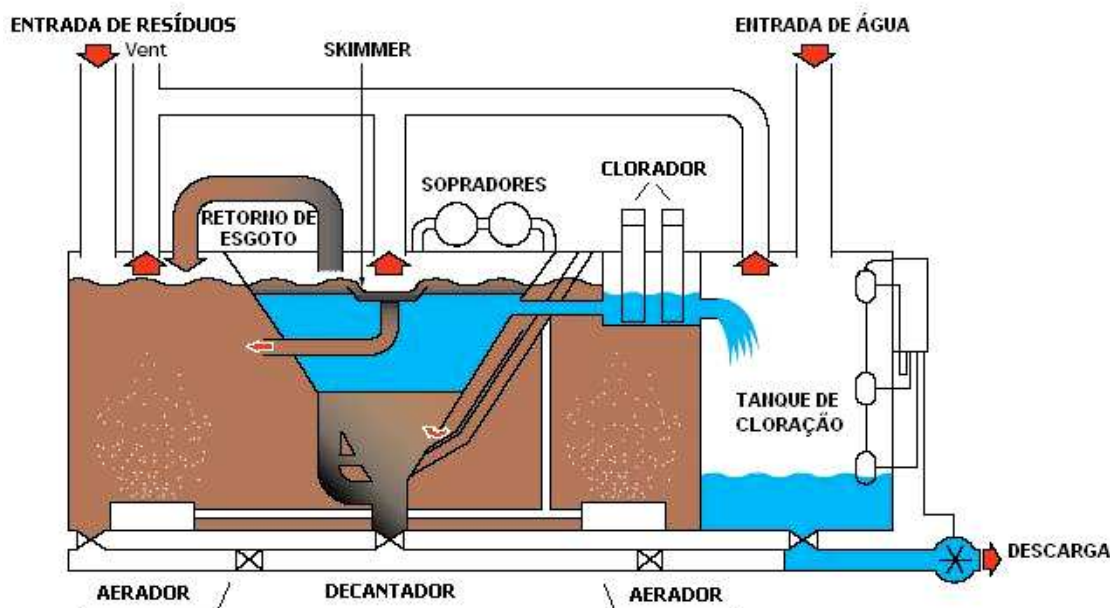


Figura II.2.4.3-5 - Desenho esquemático da Unidade de Tratamento de Esgotos.

b) *Águas e resíduos de cozinha*

As águas geradas na cozinha passarão por um extrator de gordura antes de serem encaminhadas para o sistema de tratamento de efluentes sanitários. Os resíduos orgânicos serão triturados em partículas com tamanho inferior a 25 mm segundo as especificações determinadas na Convenção MARPOL, sendo posteriormente descartados ao mar. A estimativa da quantidade de restos alimentares, para 60 pessoas, é de 24 kg/dia.

c) *Drenagem*

O sistema de drenagem é composto de drenagem aberta e drenagem fechada.

A drenagem fechada é a drenagem proveniente dos equipamentos que manuseiam hidrocarbonetos, sem contato com a atmosfera. Este tipo de drenagem atende aos coletores relacionados à coleta de hidrocarbonetos líquidos de todos os vasos do processo de produção de óleo e gás, quando da necessidade de manutenção destes equipamentos. Assim, estes são

despressurizados e os resíduos oleosos encaminhados para o tanque de drenagem fechada. Este sistema é composto dos coletores de drenos fechados, vaso de dreno fechado e bomba do sistema de dreno fechado. O óleo retirado deste dreno é reincorporado à planta de processamento. O vaso de drenagem fechada dispõe de bacias de contenção com o objetivo de conter qualquer vazamento.

A drenagem aberta é dividida entre drenagem aberta de áreas não classificadas e classificadas. Enquanto esta última é a drenagem proveniente de pisos e bacias de contenção (*skids*) de áreas que possam oferecer risco de contato com atmosferas explosivas ou vazamento de gás, as áreas não classificadas (áreas seguras) não propiciam ao líquido o contato com atmosferas explosivas ou gás e são provenientes de água da chuva e dilúvio.

Os líquidos da drenagem da planta de processo serão direcionados para o Tanque de Drenagem Aberta, que separa líquido do gás e está localizado à boreste e abaixo do módulo de processo. O gás é ventilado para local seguro, enquanto líquido oleoso segue para o Tanque de *Slop* nº1, sendo o óleo, após separação, vertido para o Tanque de *Slop* nº 2; o óleo armazenado no mesmo é bombeado para a planta de processo. Do Tanque de *Slop* nº1 a água oleosa é encaminhada para o separador centrífugo e posteriormente monitorada para garantir seu descarte ao mar a 15 ppm, conforme preconizado na Marpol 73/78. Caso contrário, o efluente retorna para o Tanque de *Slop* nº 1, sendo esta operação mantida até que o medidor de TOG on-line indique teores de óleo na água descartada abaixo de 15 ppm.

Para a drenagem de áreas seguras (áreas não classificadas), as águas são direcionadas para o tanque nº 6 de boreste, cujo efluente é encaminhado diretamente para o monitoramento e descarte. Caso o efluente esteja fora das especificações, ou seja, acima de 15 mg/l e/ou 40 °C, o mesmo é direcionado para o Tanque de *Slop* nº 1.

A Figura II.2.4.3-6 apresenta um esquema da drenagem aberta de área classificada e não classificada do FPSO.

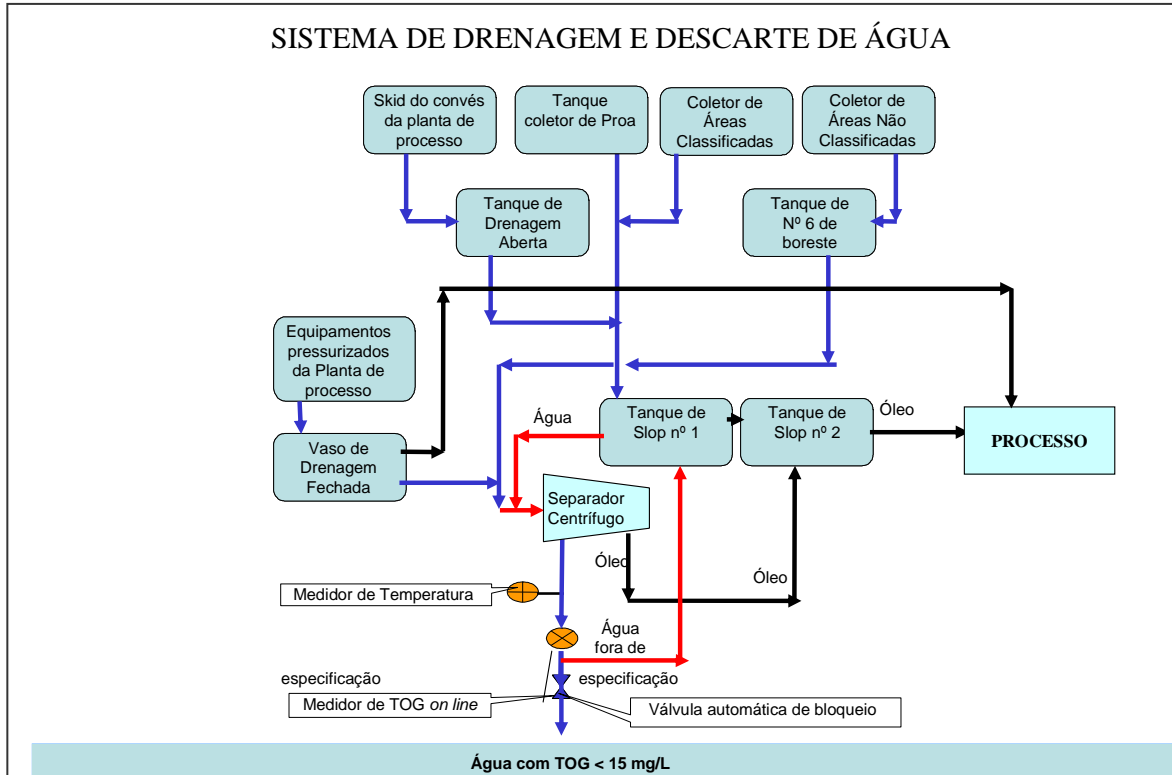


Figura II.2.4.3-6 - Esquema de drenagem fechada e aberta de área classificada e não classificada do FPSO.

Sistema de Coleta e Destinação de Óleos Sujos

Os óleos lubrificantes usados, resultantes da manutenção mecânica dos equipamentos e da troca de óleo dos mesmos serão totalmente removidos em tambores metálicos de fechamento hermético, devidamente identificado, e posteriormente desembarcado para a destinação final.

II.2.4.4 - Previsão de Produção de Óleo, Água e Gás

Apresenta-se no Quadro II.2.4.4-1 os indicadores de produção média mensal de óleo, gás e água de produção previstos para o TLD, produzindo por meio de elevação artificial (BCSS) para o FPSO a uma distância de aproximadamente 5.750 metros do poço. As Figuras II.2.4.4-1 a II.2.4.4-3 apresentam estas curvas de produção na forma de gráficos.

Quadro II.2.4.4-1 - Indicadores de produção.

MÊS DO PERÍODO DE PRODUÇÃO	POTENCIAL DE PRODUÇÃO (M ³ /D)		
	ÓLEO	GÁS	ÁGUA
1	2278	181.446	0,5
2	2278,8	181.505	0,5
3	2173,8	181.505	0,5
4	2146,3	173.144	0,5
5	2146,3	170.950	0,5
6	2120	168.861	0,5
7	2097,7	167.081	0,5
8	2076,8	165.421	0,5
9	2058,4	163.949	0,5
10	2040,6	162.534	0,5
11	2024	161.209	0,5
12	2008,7	159.994	0,5
13	1993,7	158796	0,5
14	1979,7	157685	0,5
15	1965,8	156578	0,5

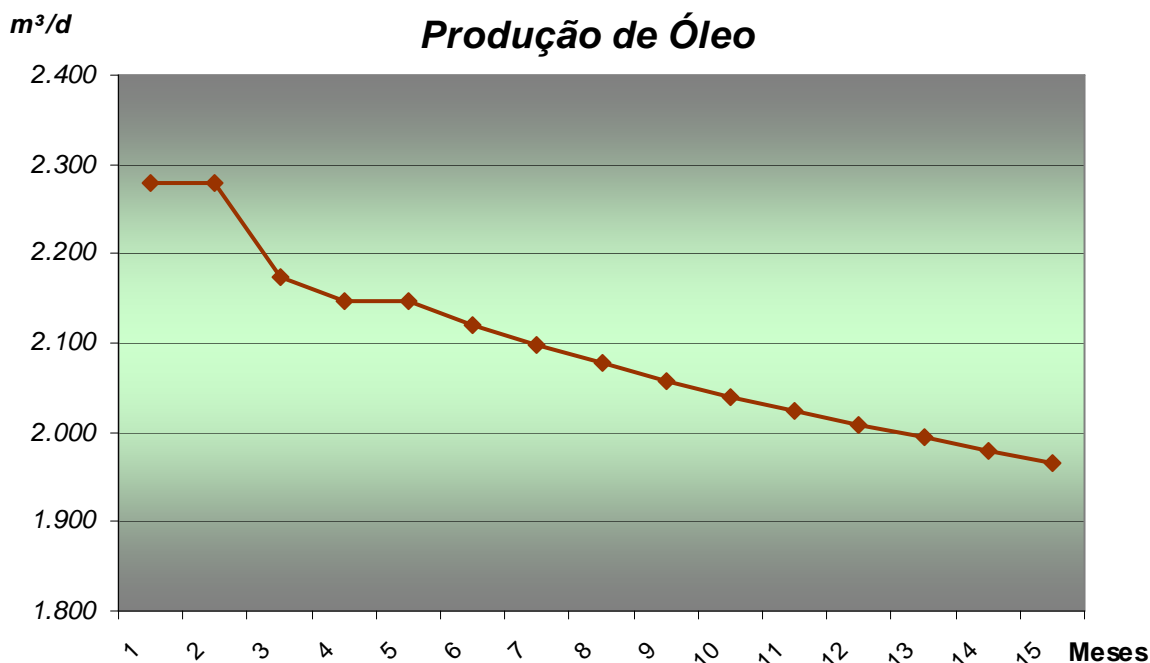


Figura II.2.4.4-1 - Curva de produção de óleo para o TLD Aruanã.

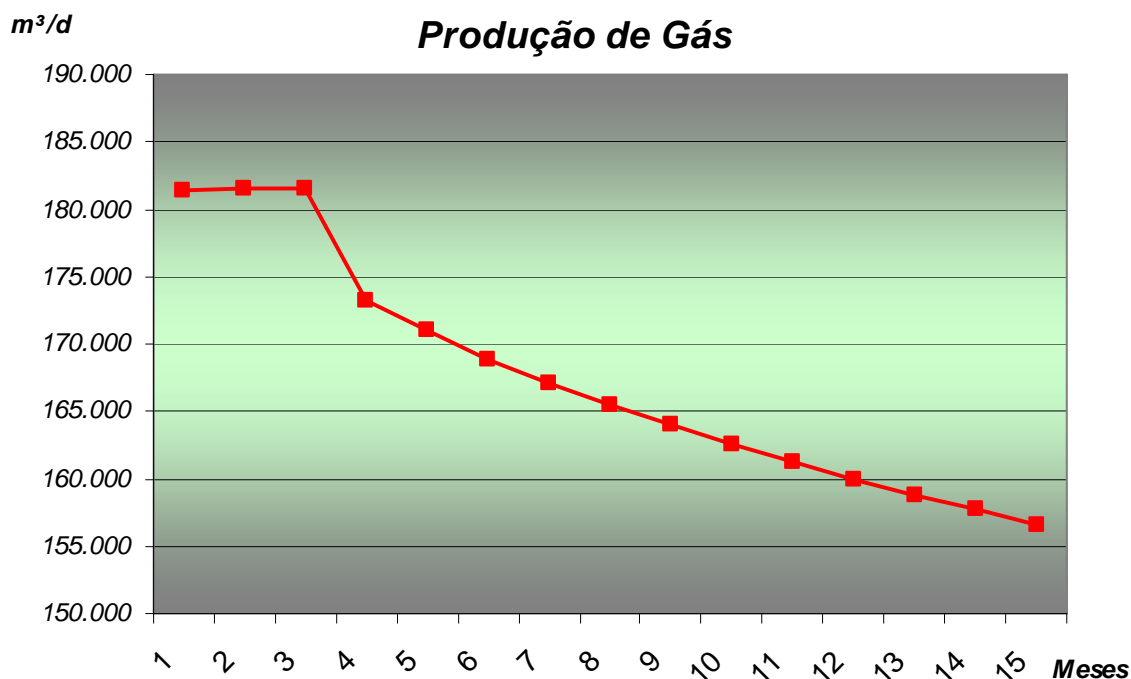


Figura II.2.4.4-2 - Curva de produção de gás para o TLD Aruanã.

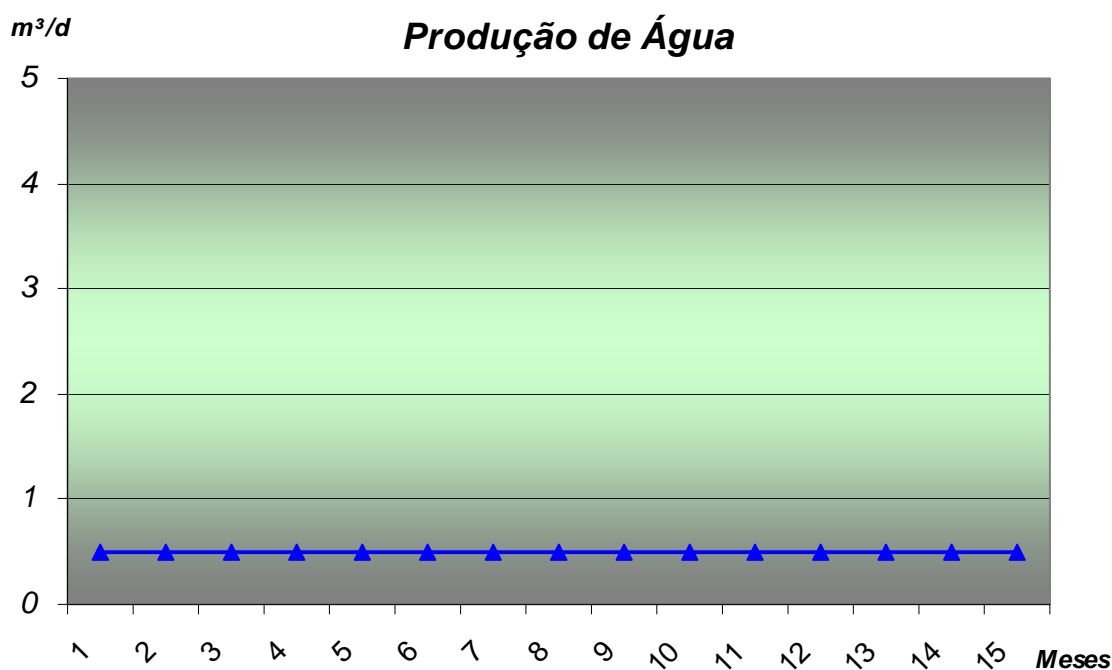


Figura II.2.4.4-3 - Curva de produção de água para o TLD Aruanã.

II.2.4.5 - Descrição das Operações de Intervenção

Caso seja necessário fazer alguma intervenção durante a produção no período de produção do poço 1-RJS-661, a primeira providência a ser tomada será o amortecimento do poço para retirar a ANMH e instalar o BOP (conjunto de válvulas que permite fechar o poço). Estas válvulas são acionadas sempre que houver ocorrência de Kick (fluxo indesejável do fluido contido na formação para dentro do poço). Este fluxo será controlado eficientemente para evitar que ocorra o *blowout* do poço, ou seja, o poço fluir sem controle podendo criar sérias consequências, tais como acidentes pessoais, perda parcial ou total do reservatório, poluição e dano ao meio ambiente.

Na operação de amortecimento do poço, todo o óleo da coluna de produção é retornado de volta para o reservatório com o bombeamento de CAMAI (solução salina). Após todo o retorno do óleo da coluna é feita a descida e a instalação da válvula de retenção (*stand valve*) no topo da junta telescópica (TSR) que fica localizado no topo da parte fixa da coluna de produção (parte fixa da coluna), já próximo do reservatório, a parte da coluna acima deste será retirada, a válvula de retenção impede que o poço absorva o CAMAI que está na coluna de produção, mantendo-o amortecido. Em seguida injeta-se CAMAI no anular do poço com retorno pela coluna de produção através da válvula de gás-lift (apesar deste poço não utilizar gás lift haverá a válvula chamada de gás lift). Após esta circulação de CAMAI do anular para a coluna tem-se o poço todo preenchido por CAMAI, isto é, tem-se o poço amortecido e livre de óleo acima da válvula de retenção em condição segura.

O fechamento do poço se faz através da instalação de tampões mecânicos (*plugs*) ou até tampões de cimento, dependendo das condições técnicas existentes, visando à retirada da Árvore de Natal Molhada (ANMH) ou do Preventor de Erupções (*Blow Out Preventer* – BOP – conjunto de válvulas que permite fechar o poço), mantendo assim o poço sem condições de fluir para o meio ambiente. No fechamento do poço a instalação dos tampões mecânicos é feita após o amortecimento do mesmo como descrito no parágrafo anterior. Informamos que não está prevista recompletação do poço durante o teste de longa duração.

A seguir são apresentados os procedimentos para troca de conjunto de BCSS, da coluna de produção e da ANMH. Para executar esta operação solicita-se com antecedência que a unidade de produção (FPSO) faça a limpeza das linhas de produção e de serviço, pois as mesmas terão que ser desconectadas da ANMH.

Intervenção com sonda no poço para troca de conjunto BCSS:

Com o poço amortecido e a coluna de produção e o anular testados com pressão, são instalados tampões nos furos de 4" e de 2" (coluna e anular respectivamente) do suspensor da coluna, constituindo estes tampões a segunda barreira de segurança exigidas pela norma para retirar a ANMH do poço (a primeira barreira de segurança do poço é a coluna hidrostática de CAMAI acima da válvula de retenção). Com o poço amortecido e tamponado retira-se a ANMH, é descido, instalado e testado conjunto de válvulas que permite fechar o poço (BOP). Em seguida retiram-se os tampões do suspensor da coluna com auxílio de equipamento de arame e inicia-se o desassentamento do suspensor da coluna. Com este desassentamento retira-se a coluna de produção da junta telescópica para cima e substitui-se o conjunto BCSS. Em seguida a coluna com o novo conjunto BCSS é descida e o suspensor da coluna é assentado e travado na cabeça do poço. Instala-se novamente os tampões de 4" e 2" no suspensor da coluna para permitir a retirada do conjunto de válvulas que permite fechar o poço com segurança. Após a retirada do conjunto de válvulas que permite fechar o poço desce novamente a ANMH. Trava-se a ANMH e testa-se a mesma. Com auxílio de barco de mergulho reconecta-se a linha de produção na ANMH (operação conhecida com *pull-in*). Retiram-se os tampões do suspensor da coluna. Desce-se equipamento de arame com pescador de válvula de retenção e pesca-se a mesma no topo da junta telescópica, neste momento o poço vai absorver o CAMAI que está na coluna de produção até o seu nível estático.

Fechamento do poço para substituição da ANMH:

Com o poço amortecido e a coluna de produção e o anular testados com pressão, são instalados tampões nos furos de 4" e de 2" (coluna e anular respectivamente) do suspensor da coluna, constituindo estes tampões na segunda barreira de segurança exigidas pela norma para poder-se retirar a ANMH do poço (a primeira barreira de segurança do poço é a coluna hidrostática de CAMAI acima da válvula de retenção). Com o poço amortecido e tamponado retira-se a ANMH, desce-se, instala-se e testa-se conjunto de válvulas que permite fechar o poço. Em seguida desce nova a ANMH. Trava-se a ANMH e testa-se a mesma. Com auxílio de barco de mergulho reconecta-se as linhas de produção e de gás na ANMH (operação conhecida como *pull-in*). Retiram-se os tampões do suspensor da coluna. Desce-se equipamento de arame com pescador da válvula de retenção e pesca-se a mesma no topo da junta telescópica, neste momento o poço vai absorver o CAMAI que está na coluna de produção até o seu nível estático.

Fechamento do poço para substituição da coluna de produção

Com o poço amortecido e a coluna de produção e o anular testados com pressão, são instalados tampões nos furos de 4" e de 2" (coluna e anular respectivamente) do suspensor da coluna, constituindo estes tampões na segunda barreira de segurança exigidas pela norma para poder retirar a ANMH do poço (a primeira barreira de segurança do poço é a coluna hidrostática de CAMAI acima da válvula de retenção). Com o poço amortecido e tamponado retira-se a ANMH, desce-se, instala-se e testa-se conjunto de válvulas que permite fechar o poço. Em seguida retiram-se os tampões do suspensor da coluna com auxílio de equipamento de arame e realiza-se o desassentamento o suspensor da coluna. Com este desassentamento retira-se a coluna de produção da junta telescópica para cima e substitui-se a mesma. Em seguida uma nova coluna de produção com a BCSS acoplada é descida e o suspensor da coluna é assentado e travado na cabeça do poço. Instala-se novamente os tampões de 4" e 2" no suspensor da coluna para permitir a retirada do conjunto de válvulas que permite fechar o poço

com segurança. Após a retirada do conjunto de válvulas que permite fechar o poço desce novamente a ANMH. Trava-se a ANMH e testa-se a mesma. Reconecta-se as linhas de produção e de gás na ANMH (operação conhecida como *pull-in*). Retiram-se os tampões do suspensor da coluna. Desce-se equipamento de arame com pescador da válvula de retenção e pesca-se a mesma no topo da junta telescópica, neste momento o poço vai absorver o CAMAI que está na coluna de produção até o seu nível estático.

Informamos que, todas as operações serão realizadas com auxílio de ROV (*Remote Operated Vehicle*), dependendo da complexidade da operação.

II.2.4.6 - Descrição do Sistema Submarino

Para a caracterização dos processos e sistemas que atuam nas atividades de desenvolvimento da área do poço 1-RJS-661 foram destacados como instalações submarinas os seguintes componentes estruturais:

- ★ Dutos de coleta da produção – são os dutos de produção, dutos de serviço (acesso ao anular) e umbilicais de controle e potência;
- ★ Árvore de Natal Molhada Horizontal (ANMH).

Os itens a seguir apresentam uma descrição detalhada destas instalações submarinas. O arranjo submarino da área do poço 1-RJS-661 com a disposição das instalações supracitadas está rerepresentado em detalhes no Anexo II.2-4.

Dutos de Coleta da Produção

A PETROBRAS em conjunto com os fornecedores realizou análises dinâmicas globais, de tensão e compressão nas camadas metálicas, instalação e fadiga, nos dutos flexíveis e umbilicais de controle e potência. É importante ressaltar que todas as análises foram realizadas considerando sempre as condições operacionais normais e as mais severas, tanto durante a operação como durante a instalação.

Os resultados preliminares destas análises, o projeto dos enrijecedores de curvatura, a análise de estabilidade no fundo e as análises da instalação permitem concluir que todos os dutos flexíveis, umbilicais de controle e potência poderão ser interligados ao FPSO em configuração catenária livre, conforme mostra a Figura II.2.4.6-1.



Figura II.2.4.6-1 - Configuração da catenária para a fase do TLD do poço 1-RJS-661.

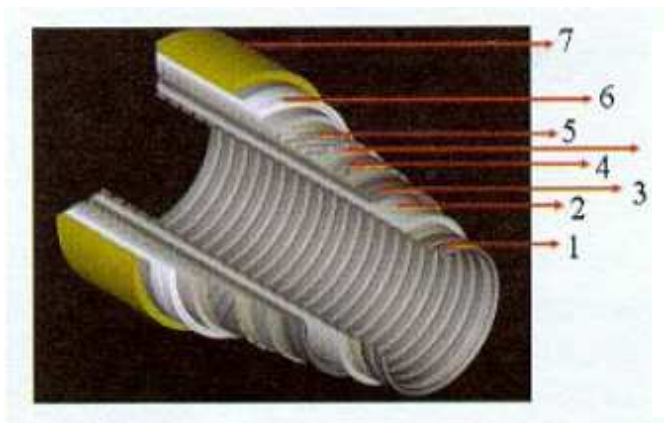
A produção será desenvolvida através de 01 poço de produção. O poço 1-RJS-661 será interligado através de um conjunto (*bundle*) composto de um duto de produção, um duto de serviço (acesso ao espaço anular do poço), um umbilical eletro-hidráulico de controle e um cabo elétrico de potência. Portanto, o FPSO está projetado para receber 04 risers, sendo um duto de produção, um duto de serviço, um umbilical de controle e um cabo elétrico de potência para acionamento da BCSS. O FPSO está equipado também para receber as linhas (dutos) de um segundo poço satélite.

Para o sistema de coleta de produção, todos os dutos serão flexíveis e fabricados em diâmetros internos de 6". Basicamente serão de dois tipos:

- ★ *Flowlines* ou Estáticos (que ficam assentados no fundo do mar);
- ★ *Risers* ou Dinâmicos (que ficam suspensos e fazem a conexão dos *flowlines* com o FPSO).

Esses dutos são fabricados em camadas de diferentes materiais e dimensões para atender os requisitos de cada aplicação. Cada uma dessas camadas contribui para resistir à combinação de esforços durante a instalação e operação, tais como pressão hidrostática externa, pressão interna do fluido, compressão radial dos sistemas de instalação, tração e compressão na região do *Touch Down Point* (TDP).

A Figura II.2.4.6-2 ilustra de forma esquemática a estrutura de um duto flexível.



Legenda

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

Figura II.2.4.6-2 - Estrutura de um Duto Flexível. Fonte: Wellstream.

Todos estes dutos têm ainda proteção contra incidência de radiação UV, e contra o crescimento de microorganismos (por exemplo, bactérias redutoras de sulfato – BRS) em seus interiores. **Proteção Corais?** As condições de operação e o peso linear dos dutos do sistema de coleta são apresentados nas Quadros II.2.4.6-1 e II.2.4.6-2, respectivamente.

Quadro II.2.4.6-1 - Condição de Operação dos dutos do Sistema de Coleta (Produção e serviço).

DUTOS DO SISTEMA DE COLETA	VAZÃO MÁXIMA (m ³ /dia)	TEMPERATURA DE OPERAÇÃO (°c)	PRESSÃO DE OPERAÇÃO (psi)
PRODUÇÃO (ID 6" trechos riser e flowline)	4.000	45 – 120	3.000
SERVIÇO (ID 4" – trechos riser e flowline)	120	04 – 60	3.000

Quadro II.2.4.6-2 - Peso Linear dos dutos do sistema de coleta (no ar e na água do mar).

LINHAS DO SISTEMA DE COLETA	NO AR VAZIA (kgf/m)	NO AR CHEIA DE ÁGUA (kgf/m)	NA ÁGUA DO MAR VAZIA (kgf/m)	NA ÁGUA DO MAR CHEIA DE ÁGUA DO MAR (kgf/m)
Produção ID 6"	119,09	140,05	61,17	81,77
Serviço ID 4"	60,83	69,89	32,74	41,80

Os risers serão guiados, verticalizados e conectados no riser balcony do FPSO através do I-tube inferior localizados no costado de bombordo da embarcação.

Para esta condição (catenária livre), a distância horizontal entre a emenda risers / flowlines e a vertical de conexão dos risers no FPSO serão, respectivamente, de 730 e 805 metros. Já o ponto de contato dos risers com o fundo oceânico (TDP) estará a 308 metros (conforme Figura II.2.4.6-1) distante horizontalmente do FPSO. A Figura II.2.4.6-1 ilustra a configuração da interligação do riser no FPSO. A interligação do poço produtor do poço 1-RJS-661 pode ser observada no diagrama unifilar do Anexo II.2-5.

Duto de produção

O Quadro II.2.4.6-3 apresenta o comprimento do duto de produção a ser utilizado.

Quadro II.2.4.6-3 - Comprimento do duto de produção do poço 1-RJS-661.

POÇO	DUTOS DE PRODUÇÃO COMPRIMENTO DOS RISERS: 1500 m		
	DIÂMETRO INTERNO (")	FLOWLINES (m)	TOTAL (m) RISER + FLOWLINE
9- RJS-661	6	5.100	6.600

Linha de serviço

O Quadro II.2.4.6-4 apresenta os comprimentos dos dutos de serviço a serem utilizados na área do poço 1-RJS-661.

Quadro II.2.4.6-4 - Comprimentos dos dutos de serviços.

POÇO	DUTOS DE SERVIÇOS COMPRIMENTO DOS RISERS: 1500 m		
	DIÂMETRO INTERNO (")	FLOWLINES (m)	TOTAL (m) RISER + FLOWLINE
1-RJS-661	4	4.920	6.420

OBS: As linhas de acesso ao anular serão utilizadas para limpeza quando se fizer necessário. **Proteção corais?**

Umbilicais de controle

O umbilical de controle (UEH – Umbilical eletro-hidráulico) consiste de um conjunto de 9 mangueiras termoplásticas de 3/8", 3 magueiras HCR (*High Collapse Resistance*) de 1/2" e três pares de cabos elétricos de 2,5 mm² de seção, integrados em um único encapsulamento. **Proteção corais?**

Sua função é transmitir pressão hidráulica (para operação das válvulas da ANMH). Além disso, possibilita a injeção de produtos químicos (inibidor de incrustação ou desemulsificante) e a transmissão de sinais elétricos necessários para monitorar as pressões e temperaturas no poço de produção e sua ANMH.

A Figura II.2.4.6-3 apresenta o corte da seção transversal de um umbilical eletro-hidráulico típico para controle de poços de produção.



Figura II.2.4.6-3 - Vista da seção transversal de um Umbilical Eletro-Hidráulico. Fonte: PETROBRAS.

O umbilical de controle do poço produtor será do tipo descrito anteriormente (9H + 3HCR + 6EC).

O Quadro II.2.4.6-5 apresenta as funções de controle e os comprimentos dos umbilicais a serem utilizados no poço 1-RJS-661.

Quadro II.2.4.6-5 - Funções de controle e comprimentos dos Umbilicais Eletro-Hidráulicos.

POÇO	FUNÇÕES DE CONTROLE	COMPRIMENTO (m)	
		TRECHO RISER	TRECHO FLOWLINE
1-RJS-661	9H + 3HCR + 6EC	1.500	5.000

Umbilical de potência

O umbilical de potência típico consiste de um conjunto de cabos elétricos, integrados em um único cabo para transmitir e receber sinais elétricos necessários para operar e monitorar os motores de acionamento da BCSS do poço 1-RJS-661. A Figura II.2.4.6-4 apresenta o corte da seção transversal de um umbilical de potência típico para transmissão e recepção de sinais. **Proteção corais?**

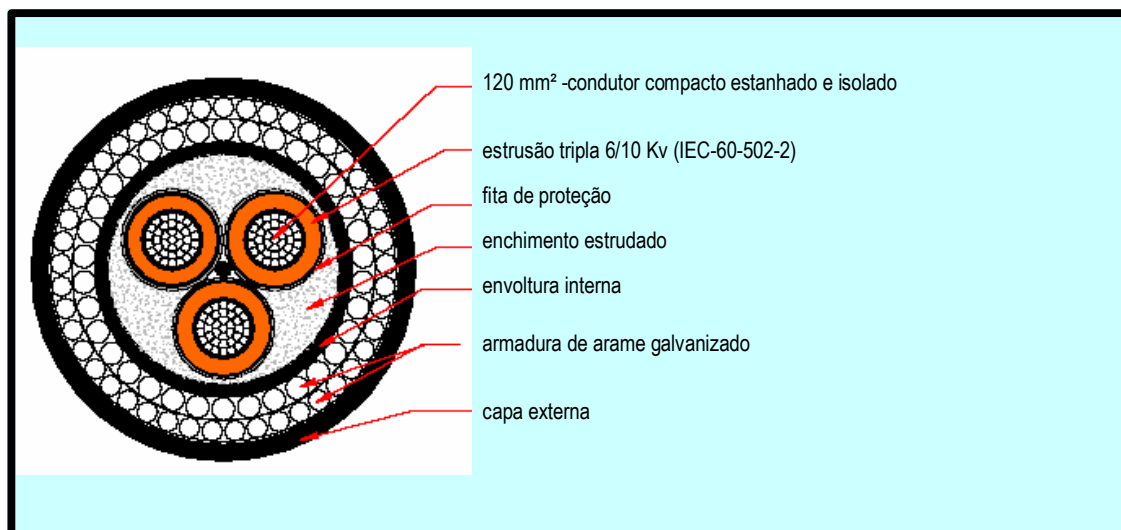


Figura II.2.4.6-4 - Vista da seção transversal de um Umbilical de potência. Fonte: Pirelli.

Os três condutores dos umbilicais de potência são de 120 mm² de seção e classe de voltagem 6/10 kV. O Quadro II.2.4.6-6 apresenta os comprimentos dos umbilicais de potência.

Quadro II.2.4.6-6 - Comprimentos do Umbilical de potência.

POÇO	COMPRIMENTO (M)	
	TRECHO RISER	TRECHO FLOWLINE
1-RJS-661	1.500	4.840

O Quadro II.2.4.6-7 apresenta as principais características do cabo de potência.

Quadro II.2.4.6-7 - Principais Características do Umbilical de Potência.

PARÂMETROS - CABO ELÉTRICO	UMBILICAL – POTÊNCIA
Potência, HP	0 a 1200
Voltagem, volts DC	0 a 5000
Corrente elétrica, A	0 a 203
Frequência, Hz	0 a 75
Classe de Voltagem, kV	6 (fase-terra) / 10 (fase-fase)

(continua)

Quadro II.2.4.6-7 - Principais Características do Umbilical de Potência.

PARÂMETROS - CABO ELÉTRICO	UMBILICAL – POTÊNCIA
Seção do condutor, mm ²	120
Máxima Profundidade de projeto, m	1500
Máxima Operação de projeto, m	1500
Vida útil de projeto, anos	20
Número de condutores	3
Temperatura a corrente elétrica AC, °C	91

Árvores de Natal Molhada Horizontal (ANMH)

Neste item encontra-se descrita a ANMH (Árvore de Natal Molhada Horizontal). A Figura II.2.4.6-4 a seguir apresenta um esquema representativo de uma ANMH.

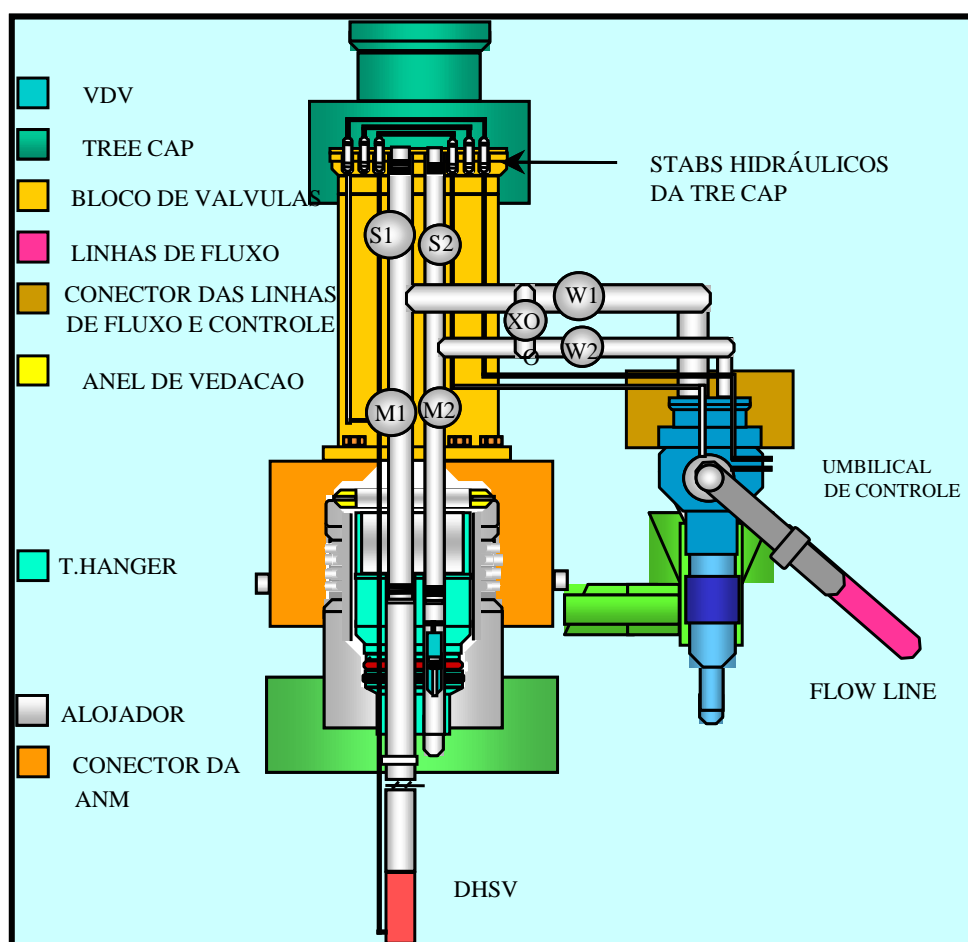


Figura II.2.4.6-4 - Esquema representativo de uma ANMH.

Esta é uma Árvore de Natal Molhada Horizontal, Fabricante Cameron, Tipo *Spool Tree*, do Tipo GLL (*Guide Less Line*), Linha de Produção de 6" e Linha de Serviço de 4", 5000psi com Metalurgia Especial, projetada para instalação com bomba Elétrica Centrífuga Sub-submersa em poços com lâmina d'água de até 1500m.

Este tipo de ANMH é uma extensão da cabeça de poço, com a disposição "horizontal" externamente ao corpo principal (*spool*), das válvulas, o que contribui para que o equipamento seja compacto.

O perfil interno do alojador da árvore permite a instalação e recuperação do suspensor de coluna sem necessidade de retirada da ANMH, ou desconexão das linhas de fluxo.

A conexão da ANMH com as linhas de fluxo, *bundle* hidráulico e linhas elétricas para PDG (*Permanent Downhole Gauge* – sensor de pressão para o fundo do poço) e TPT (Transmissor de Temperatura e pressão) deve ser feita por conexão direta através do LSV após a instalação da ANMH.

Após a conexão do *bundle* (conjunto de mangueiras e cabos) hidráulico, a ANMH com a Capa (*Tree Cap*) instalada pode ser controlada diretamente da plataforma de Produção.

O bloco de válvulas de produção é composto por três válvulas atuadas hidráulicamente sendo duas de 4 1/16" 5000 psi e uma de 2 1/16" 5000psi, designadas M1 (Master de produção), W1 (*Wing* de produção) e XO (*Crossover*) respectivamente, com um sistema de compensação, do tipo fechado (isolamento água/óleo) composto de um acumulador hidráulico de bexiga interna. Terão duas linhas de injeção química sendo uma (IQM) montada a montante da W1, permitindo assim injeção de produtos químicos na BCSS, através da passagem do tubo de injeção, localizado no interior do tubing hanger (suporte da coluna), e outra (IQJ) montada a jusante da W1, ambas as linhas isoladas por válvulas gaveta de 1/2" acionada por controle hidráulico. O bloco é flangeado horizontalmente a saída lateral de produção no *spool*.

As válvulas M2 (Master da linha de serviço) e W2 (*Wing* da linha de serviço) apresentam as mesmas características das válvulas M1 e W1, respectivamente, sendo que a sua operação será normalmente fechada, com sua utilização somente em casos de intervenção pela plataforma. As demais válvulas das

árvores – S1, S2, AI - são válvulas utilizadas somente para a intervenção com sonda no poço, e, portanto só podem ser acionadas pela sonda que estiver realizando operações de acesso ao interior do poço.

A parte inferior da ANMH é provida de um conector hidráulico de 16 ¾" para perfil do tipo H4, com utilização de anel VX, para uma pressão de trabalho de 5000psi conforme Norma API 17D. O travamento é feito por "Dogs" acionados por anel. Possui cilindros hidráulicos que permitem a atuação uniforme do conector.

Para o caso de falha do sistema hidráulico existem 4 hastes de destravamento ligadas ao anel atuador do conector que podem ser acessadas por uma ferramenta de destravamento mecânico, fornecendo assim a possibilidade de destravamento do mesmo sem o uso da pressão hidráulica.

Dois conjuntos de *stabs* múltiplos fêmea são montados na estrutura da ANMH para interfacear com conjuntos de *stabs* múltiplos macho da Capa da ANMH ou das Ferramentas de instalação.

A ANMH possui ainda um painel para ROV com receptáculos padronizados para válvulas que possibilitam o acesso a diversas funções hidráulicas.

Sistemas de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos

Para garantia da segurança, todas as linhas de escoamento de óleo possuem transmissores que permitem o monitoramento e o registro constante das suas pressões de operação. Há sensores que geram alarmes em caso de queda ou aumento da pressão nas linhas. Todas as informações de segurança são centralizadas na sala de controle do FPSO. O sistema de coleta e escoamento possui ainda Válvulas de Fechamento de Emergência (ESDVs), que fecham automaticamente, caso sejam registrados parâmetros fora dos limites de operação. Em caso de pressão muito baixa, por exemplo, as ESDVs são fechadas pela atuação das chaves de pressão muito baixa (PSLL). Desta forma, em caso de vazamentos, o fluxo é imediatamente interrompido.

O poço produtor de óleo, conforme informado anteriormente, é composto por linha de produção, linha de serviço, cabo elétrico de potência e umbilical eletro-hidráulico. A linha de produção é por onde escoo o óleo produzido para o FPSO. O umbilical é a responsável pelo comando eletro-hidráulico das válvulas da

Árvore de Natal Molhada Horizontal (ANMH). A ANMH é o equipamento de cabeça de poço onde residem as válvulas que permitem as manobras operacionais. Essas são acionadas remotamente via o umbilical, permitindo assim o controle operacional do poço. Em caso de pressão muito baixa, também se fecham automaticamente as válvulas da árvore de natal do poço 1-RJS-661. Desta forma, em caso de vazamentos, o fluxo é imediatamente interrompido.

Os sistemas de detecção, contenção e bloqueio de vazamentos são apresentados no item II.8.

II.2.4.7 - Descrição das Operações de Instalação

A descrição da operação de instalação da unidade de produção (FPSO Cidade de Rio das Ostras) foi descrita no item Sistema de Ancoragem na pág. 40.

Instalação do sistema de coleta da produção

A operação compreende a interligação do poço produtor de óleo 1-RJS-661 à Unidade Estacionária de Produção (UEP) FPSO PETROJARL Cidade de Rio das Ostras.

A Árvore de Natal Molhada Horizontal (ANMH) deste poço será interligada diretamente ao FPSO. Neste caso a ANMH é do tipo *Diver Less - Guide Less Line*, não necessita de mergulho para conexão e desconexão dos dutos, a qual será operada pelo FPSO, através de linhas de controle (umbilical eletro-hidráulico) ou por ROV (veículo de operação remota). A ANMH é um equipamento constituído por conjuntos de conectores e válvulas, instalado em cima da cabeça do poço e usado para controlar o fluxo dos fluidos produzidos ou injetados no mesmo.

Para viabilizar as operações de conexão/desconexão na ANMH, é necessário que dutos e conexões estejam limpos e despressurizados.

Após a realização dos procedimentos de carregamento de trechos de dutos e inspeção do traçado, os dutos de produção, serviço, cabo elétrico de potência e umbilical de controle serão montados nos flanges de conexão e posicionados no *deck* da embarcação de lançamento - LSV (*Laying Support Vessel*). Em seguida

serão realizados testes de estanqueidade com água do mar nos dutos de produção e serviço, e com fluido hidráulico HW 525 no umbilical de controle, para verificação da integridade dos mesmos. Através destes flanges, que descerão ao mar com a ajuda do guincho da LSV, as duas extremidades dos dutos serão conectadas, uma à ANMH do poço 1-RJS-661 e a outra ao FPSO. Os últimos testes de estanqueidade serão realizados com todos os dutos já interligados.

Descrição das Atividades

a) Carregamento em Vitória

A embarcação de lançamento terá uma base de apoio localizada na cidade de Vitória, (BAVIT), que servirá para o carregamento dos dutos flexíveis. Estes dutos serão entregues ao navio com todos os certificados de fabricação e teste da integridade de suas estruturas, devidamente comprovados por uma entidade certificadora.

A configuração dos dutos a serem carregados será verificada para confirmar a compatibilidade correta dos flanges de extremidades no lançamento, a montagem dos acessórios e flanges de manuseios, bem como o comprimento final dos tramos.

Em Vitória serão conferidos todos os materiais necessários ao lançamento dos dutos, tais como os equipamentos auxiliares, a ferramenta de descida e a base de teste que serão recebidas a bordo do navio durante o carregamento. Para execução desta atividade está prevista a duração de 01 dia.

Após o carregamento, o LSV encaminhará os dutos ao local de lançamento, a área do poço 1-RJS-661.

b) Navegação para a área do poço 1-RJS-661

Serão ainda realizadas as seguintes atividades durante o traslado para a área do poço 1-RJS-661:

- ★ Preparação dos colares de suspensão com os insertos adequados que serão necessários para o lançamento dos dutos de fluxo e umbilical;
- ★ Preparação dos acumuladores dos tensionadores dos sistemas de lançamento para a aplicação das forças de aperto especificadas para o lançamento dos dutos;
- ★ Preparação do *track* de lançamento a ser seguido.

Para execução destas atividades está previsto duração de 02 dias.

c) *Trabalhos Preliminares*

Na chegada do navio em campo as seguintes atividades serão realizadas:

- ★ O sistema de posicionamento dinâmico do navio será verificado através de uma série de testes funcionais.
- ★ Verificação das coordenadas, profundidade e orientação de saída dos dutos das estruturas submarinas (ANMH e BCSS) e demais objetos submarinos envolvidos na operação.
- ★ Inspeção da rota projetada para o lançamento dos dutos de acordo com a rota planejada, verificando a presença de obstáculos ao lançamento dos dutos, assim como a proximidade do poço.

Para execução destes trabalhos está previsto duração de 01 dia.

De forma a preservar a integridade das estruturas dos dutos a serem lançados, são estabelecidas condições limites das operações de instalação, referentes a vento, mar e correnteza, que deverão ser verificadas antes do início da operação de lançamento. A conexão (*pull-in*) dos dutos flexíveis será, como regra geral, com conexão de primeira extremidade na ANMH do poço e segunda extremidade no *FPSO*.

d) Lançamento em direção ao FPSO

Para o lançamento serão verificadas as coordenadas do FPSO e do poço a ser interligado. De posse destes dados, dá-se início a operação de lançamento seguindo a rota planejada e executando as conexões intermediárias entre os dutos quando necessário. Durante o lançamento serão monitoradas as cargas de tração, os ângulos de saída do duto do navio (ângulo do topo da catenária) e as condições meteorológicas.

Devido à limitação fabril de comprimento de cada trecho dos dutos, são necessários conectores especiais de extremidades para união de um tramo a outro, a fim de complementar o comprimento total do duto para interligação do FPSO ao poço. Estas conexões intermediárias dos dutos flexíveis serão testadas a bordo do LSV com nitrogênio para comprovar a integridade das mesmas.

As conexões intermediárias dos umbilicais serão sujeitas a um teste de pressão para comprovar a integridade das mesmas. Para execução desta atividade está previsto duração de 02 dias.

O LSV lançará os dutos de produção, serviço, umbilical de potência e umbilical de controle do poço 1-RJS-661, conforme a rota vistoriada, posicionando uma das extremidades próximas à ANMH para futura conexão com mergulho e a outra extremidade segue em direção ao FPSO para conexão (*Pull in*) com este.

e) Conexão dos dutos do poço 1-RJS-661 à ANMH

Esta atividade será realizada por mergulhador, podendo ser auxiliada pelo ROV. Consiste na conexão das extremidades dos dutos de produção, serviço, umbilical de potência e umbilical de controle à ANMH do poço 1-RJS-661.

f) Conexão do Riser para o FPSO (*Pull-in*)

Esta atividade se refere à conexão dos dutos no FPSO.

No término do lançamento, a extremidade final do trecho *riser* do duto flexível será preparada para conexão ao FPSO. O navio LSV aproxima-se do FPSO em

preparação para transferência do *riser*. Será transferido o cabo principal (cabo de *Pull-in*) do FPSO para a embarcação através de um cabo mensageiro.

Após o cabo principal ser conectado ao *riser* a bordo da embarcação, este irá começar a liberação do *riser* dentro d'água. Realiza-se a descida do *riser* até gradualmente executar a transferência da carga da embarcação para o cabo principal do guincho de *pull-in* do FPSO. Após a transferência do *riser* para o cabo do FPSO, o cabo da embarcação será desconectado e recolhido até a superfície. As operações de *pull-in* são finalizadas com o içamento dos *risers* de todos os dutos flexíveis pelo guincho do FPSO. Para execução desta atividade está previsto a duração de 01 dia.

g) Trabalhos Complementares

Após o *pull-in* dos *risers* ao FPSO, é realizada uma inspeção para confirmar e registrar a posição final dos dutos no fundo do mar, bem como a configuração final da catenária dos dutos no FPSO. Para execução destes trabalhos está previsto a duração de 03 dias.

II.2.4.8 - Mitigação dos Riscos Envolvidos nas Operações de Instalação

Procedimentos de Reconhecimento e Escolha de Locações

Os procedimentos de reconhecimento e escolha de locações empregados durante a fase de lançamento das linhas utilizadas no escoamento de óleo e gás da área do poço 1-RJS-661 obedecem à diversos critérios. Pode-se dizer que o primeiro procedimento refere-se à análise do tipo de solo, suas características, propriedades, inclinação (direção e sentido) e relevo com indicação de alteração acentuada de batimetria. Estas análises são importantes para inferir sobre a estabilidade da região, informações que influenciam diretamente na definição do traçado das linhas e na definição dos procedimentos e metodologia de instalação de equipamentos no leito marinho. Para a área do poço 1-RJS-661, será executado um estudo geotécnico complementar da área apresentando dados de propriedade do solo e análise de estabilidade do maciço local.

A segunda avaliação a ser feita refere-se à identificação de obstáculos de natureza geomorfológica ou restrições de natureza geológica ou biológica ao longo do trajeto dos dutos ou em áreas adjacentes à posição de projeto de equipamentos submarinos. Havendo obstáculos que ofereçam risco significativo, são avaliadas novas posições de projeto para os equipamentos, de modo a minimizar o risco de instabilidade geológica buscando suporte geotécnico condizente com a implantação das instalações submarinas.

Mitigação dos Riscos de Interação das Linhas

Todas as linhas e equipamentos instalados na Bacia de Campos estão cadastrados em um banco de dados denominado Sistema de Gerenciamento de Obstáculos (SGO). Este banco de dados permite identificar qualquer obstáculo nas rotas pretendidas para as linhas de projeto. Com essa informação, o traçado das linhas e o posicionamento de quaisquer equipamentos são definidos de modo a eliminar ou minimizar a possibilidade de contato entre as linhas. Sendo inevitável o cruzamento das linhas no fundo do mar (trecho estático), a linha pré-existente é recoberta com revestimento especial no trecho onde se dará o contato, de modo a evitar quaisquer danos às linhas.

Visando mitigar os riscos de interação dos dutos a serem lançados, antes do início de qualquer instalação de dutos de fluxo de processo será feito um levantamento através de ROV (*Remote Operated Vehicle*) do trajeto onde serão lançados os dutos.

A Figura II.2.4.8-1 ilustra o modelo de ROV a ser utilizado. Este modelo de ROV é capaz de auxiliar operações de interligação, intervenção e monitoramento submarinos numa lâmina d'água de até 2.000 metros, podendo erguer e transportar cargas de até 05 toneladas.



Figura II.2.4.8-1 - Foto ilustra o ROV antes de lançamento (à esquerda) e em operação (à direita). Fonte: www.rov.org.

II.2.4.9 - Testes de Estanqueidade

O projeto de interligação do poço 1-RJS-661 prevê a realização de testes para constatação da integridade e estanqueidade dos dutos de fluxo de processo (produção, serviço e umbilicais de controle / potência). Com relação aos umbilicais de potência, somente serão realizados testes de tensão para garantir a continuidade elétrica do umbilical.

Todos os dutos, a serem utilizados na interligação, já foram testados hidrosticamente na BAVIT. Durante a atividade de lançamento serão realizados testes nas conexões intermediárias a bordo do LSV. O teste final dos dutos será realizado a partir do FPSO, conforme descrito a seguir (Teste Final dos Dutos).

Testes realizados a bordo da LSV

Os testes de vedação de conexões flangeadas montadas no navio de lançamento serão feitos imediatamente após a sua montagem e com a conexão ainda a bordo da LSV, podendo ser:

Testes Pneumáticos

Realizados preferencialmente com Nitrogênio em todas as conexões intermediárias dos dutos de produção e serviço. Caso haja vazamento de

Nitrogênio no teste, a conexão será refeita com troca dos anéis de vedação e de teste, acarretando novo teste pneumático de vedação.

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, e neste caso a verificação da estanqueidade se dará pela observação visual da conexão, não havendo a necessidade de se aguardar a estabilização da pressão. Caso haja vazamento as conexões serão refeitas.

Testes das linhas de Controle

Estas linhas são testadas a bordo do LSV com o próprio fluido de controle, fluido hidráulico específico *Marston Bentley Oceanic HW 525*.

Em caso de vazamento, verificado visualmente, a conexão será trocada, e o eventual derrame decorrente deste pequeno vazamento ficará contido no *deck* da embarcação.

É importante destacar que o fluido hidráulico, quando da produção dos poços, transmitirá a pressão necessária para manter as válvulas de controle do poço abertas, o que significa que eventuais vazamentos nas conexões dos dutos de controle farão a pressão hidráulica diminuir, com conseqüente fechamento destas válvulas e interrupção da produção do poço, o que reforça todo o cuidado para garantir a estanqueidade das conexões destes dutos.

Cabe mencionar que a observação visual, de modo geral, somente é aplicável aos testes que envolvam os conectores, pois o tubo flexível está enrolado na cesta ou no tambor e mesmo que seja detectado um vazamento em algum ponto do tubo flexível, a análise do vazamento é muito complexa.

Teste Final dos Dutos a partir do FPSO

Os testes finais para assegurar a estanqueidade e integridade dos dutos e de suas conexões flangeadas consistirão de testes hidrostáticos, utilizando como

fluido: (i) água do mar, nos dutos de escoamento (de produção e de serviço); e (ii) fluido hidráulico HW 525, nas linhas de controle (umbilicais).

Os dutos de produção e serviço serão testados hidrostáticamente com água salgada a partir da plataforma.

As mangueiras de controle de 3/8" e as mangueiras de 1/2" serão testadas com fluido hidráulico *Marston Bentley Oceanic* HW 525.

Os últimos testes de estanqueidade serão realizados com todos os dutos já conectados.

Para os dutos de produção e serviço, a detecção do local do vazamento não é feita com a utilização de corante traçador. O procedimento de detecção do local do vazamento é realizado seguindo-se as etapas abaixo:

- ★ Durante o Teste de Estanqueidade, em caso de vazamento, é observada queda de pressão no Registrador instalado no FPSO;
- ★ Mantendo-se o duto pressurizado, por tentativa, o ROV percorre o duto buscando sinais de vazamento (borbulhamento e jatos de água), principalmente nas conexões;
- ★ Na hipótese de localização do vazamento, as conexões serão refeitas com auxílio de mergulhador (em profundidades de águas rasas);
- ★ É realizado um novo teste de estanqueidade;
- ★ Na hipótese de constatação de queda de pressão e não localização do vazamento, o duto é recolhido para inspeção, manutenção e posterior lançamento.

Conforme descrito acima, o teste de estanqueidade de dutos Flexíveis (dutos de produção e serviço) é realizado sem a necessidade do uso de corante traçador.

Quando houver necessidade do uso do corante traçador, será apresentada a descrição do Teste de Estanqueidade, contemplando este recurso. Normalmente, o uso do corante traçador se aplica ao Teste de Dutos Rígidos.

Procedimentos do Teste Hidrostático

O teste hidrostático é realizado em 4 etapas, conforme detalhado a seguir, sendo o controle de pressão verificado no FPSO, por meio de equipamentos denominados Cartas Registradoras de Pressão, que mostram os registros de pressão de forma contínua.

Ressalta-se que em dutos de óleo e gás, o teste hidrostático somente poderá ser iniciado, após a estabilização.

a) Etapa 1 - PRESSURIZAÇÃO

O duto será pressurizado de acordo com as seguintes condições:

A taxa de pressurização para o teste hidrostático deverá ser de 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;

A duração do teste hidrostático é de no mínimo 4 horas após a estabilização.

b) Etapa 2 - ESTABILIZAÇÃO

O tempo de estabilização da pressão para teste hidrostático é igual a 1 hora.

c) Etapa 3 - MANUTENÇÃO DA PRESSÃO.

O tempo de manutenção da pressão para teste hidrostático é igual a 4 horas.

d) Etapa 4 - DESPRESSURIZAÇÃO

A taxa de despressurização deverá ser de 108 Mpa/h (15.664 psi/h). Para as linhas de controle, a taxa de pressurização (assim como de despressurização) será de 60 MPa/h não ultrapassando 105% e nem sendo menor que 95% da

pressão de projeto. A manutenção da pressão se dará em 30 (integridade / dano relevante) ou 60 minutos (reterminação / estanqueidade).

Para o teste de decaimento de pressão, cada mangueira hidráulica é interligada à fonte de suprimento de pressão hidráulica. Um transdutor de pressão conectado a um registrador de carta é instalado no terminal da outra extremidade livre da mangueira a ser testada. A mangueira é cheia com o fluido de teste hidrostático e aliviada do ar trapeado sendo iniciado em seguida o registro do teste na carta. O decaimento inicial não deve ser mais que 1/3 da pressão de teste hidrostático especificada.

O inventário de fluido hidráulico existente nas linhas de controle é de 2 m³.

Durante os testes finais de estanqueidade das linhas de controle, a detecção visual de vazamentos é possibilitada pelo corante fluorene (presente na formulação do fluido hidráulico), utilizado em concentração máxima de 50ppm.

Após a execução dos testes, são registradas e anexadas nos relatórios de serviço, por pessoal qualificado, as seguintes informações:

- ★ data e hora;
- ★ locação, condição e detalhes do teste;
- ★ pessoal responsável pelo teste;
- ★ detalhes do meio de enchimento;
- ★ todos equipamentos e detalhes de certificação;
- ★ cartas registradoras de pressão mostrando os registros contínuos de pressão;
- ★ leitura de pressão periódica a cada 30 minutos para teste hidrostático e 10 minutos para teste pneumático.
- ★ leitura de temperatura ambiente periódica a cada 30 minutos para teste hidrostático e 10 minutos para teste pneumático. Este item somente é válido para testes com duração acima de 4 horas.
- ★ observação visual.

Estes procedimentos para a realização dos testes de estanqueidade já foram amplamente discutidos e apresentados pela PETROBRAS/UN-BC desde

Fevereiro de 2003 nas documentações para solicitação de anuência referentes ao TAC de produção.

Fluido hidráulico HW 525

O HW 525 é um fluido hidráulico a base de água, formulado especificamente para uso em modernos sistemas de controle de produção submerso, conferindo um alto grau de proteção contra o desgaste, corrosão e degradação microbiológica. Estes fluidos têm sido desenvolvidos em permanente consulta aos fabricantes dos componentes e hoje é utilizado mundialmente, contribuindo na obtenção de um sistema de produção seguro e confiável. A baixa viscosidade do fluido permita boa capacidade de resposta, mesmo a longas distâncias, sendo os mesmos designados para prover condições ótimas de operação.

Este fluido contém uma série de aditivos para inibir desgaste, corrosão e degradação microbiológica, além de ter alta tolerância à contaminação acidental por água do mar. É importante ressaltar que os aditivos fazem parte do produto final, sendo, portanto, contemplados nos testes de toxicidade para os organismos *Lytechinus variegatus* e *Mysidopsis juniae*, apresentados no item II.2.4.11 a seguir.

Sendo suprido já pronto para uso, o fluido HW 525 elimina os problemas freqüentemente encontrados em fluidos que demandam diluição, misturas imprecisas ou inadequadas, utilização de água de baixa qualidade e até mesmo contaminação durante o preparo. São biodegradáveis e, portanto, não apresentam problemas ambientais de longo prazo, caso um vazamento ocorra, além de serem filtrados para alcançar o nível de pureza desejado.

O Quadro II.2.4.9-1 apresenta os componentes químicos do fluido HW 525.

Quadro II.2.4.9-1 - Componentes químicos do fluido HW 525.

COMPONENTE	QUANTIDADE	PERCENTUAL
Mono Etileno Glicol	50 ppm	2,5+/-0,5
Álcool Poliglicol Éter	2000 mg/kg	3+/-0,5
Polietileno Glicol Monalítico Éter	1000 mg/kg	<1
Dialquiltiofosfato de Molibidênio	10 mg (Mo)/kg	<1

(continua)

Quadro II.2.4.9-1 (conclusão)

COMPONENTE	QUANTIDADE	PERCENTUAL
Dietanol amina	3 ppm	2,5 +/-0,1
Aril Sulfanimida Carboxyalcanolamida	NA	<1
Azimidobenzeno	500 mg/kg	<1
Hexahidrometil triazina	316 mg/kg	2,5 +/-0,1
Etileno Glicol Monobutil Éter	50 ppm	<1
Tintura Acida	NA	Traço
Emulsão de Silicone	NA	<1
Água	333 mg/kg	Balanço

Os Quadros II.2.4.9-2 e II.2.4.9-3 a seguir apresentam as propriedades físicas e ambientais do Fluido HW 525.

Quadro II.2.4.9-2 - Propriedades físicas do Fluido HW 525.

	TEMPERATURA (°C)	HW 525
Cor		Azul
Viscosidade (cSt)	-40	Sólido
	-20	Sólido
	0	5,6
	20	2,6
	40	1,5
Densidade (g/cm ³)	20	1,039
Ponto de fluidez (°C)		-10 (14)
pH		9,3
Ponto de Ignição		Não aplicável
Auto ignição		Não aplicável
Ponto de combustão		Não aplicável
Nível de contaminação		NAS 1638, Classe 6
Solubilidade em H ₂ O		100
Pressão de Vapor		10 mmHg
Evaporação		< água

Quadro II.2.4.9-3 - Aspectos ambientais do HW 525.

Biodegradabilidade	Total biodegradabilidade em 1 mês, em águas poluídas e não poluídas.
Bioacumulação	Não apresenta tendências de bioacumulação em organismos vivos.
Toxicidade marinha	Testado para valores de LC 50 e NOEC (Concentração de Efeito não Observado) em peixes, crustáceos e algas marinhas.

II.2.4.10 - Descrição das Embarcações

Para as operações de instalação serão utilizadas embarcações do tipo LSV (*Laying Support Vessel*), DSV (*Diver Support Vessel*), RSV (*Remote Survey Vessel*) e AHTS (*Anchor Handling Tug Supply*),.

As embarcações que serão utilizadas são aquelas já contempladas, ou previstas no cronograma proposto de inclusão de embarcações do tipo AHTS, nos Projetos Ambientais de Caráter Continuados das embarcações com longos contratos de prestação de serviço para a Petrobras. Tais projetos ambientais foram criados e são implementados para o Atendimento da Clausula Segunda, item 2.3, do Aditivo nº 1 ao Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) para a Regularização do Licenciamento Ambiental da Atividade Marítima de Produção e Escoamento de Petróleo e Gas Natural da Bacia de Campos (Processo IBAMA nº 02022.008099/02-35).

As LSV são embarcações equipadas com sistema de posicionamento dinâmico, além de sistemas de tensionadores lineares especialmente projetados para suportar as cargas induzidas durante o lançamento dos dutos. Outros equipamentos auxiliares estão instalados nestas embarcações para auxiliar nas manobras de convés (guindastes e guinchos), inspeção submarina (ROV), medidores de correnteza / ventos e sistemas de posicionamento via satélite / hidroacústico / microondas.

Para as atividades de lançamento, amarração e ancoragem das linhas, será utilizada uma infra-estrutura composta pelo barco de lançamento próprio para essa atividade, além de barcos de mergulho classificados como DSV. Esses barcos de mergulho irão também auxiliar nas atividades de *pull-in* das linhas e nas operações dos barcos de lançamento. No desenvolvimento dessas atividades, as embarcações responsáveis pela instalação da unidade - AHTS, executarão o lançamento das ancoras da UEP e tensionamento das linhas de ancoragem.

A Figura II.2.4.10-1 a seguir ilustra algumas embarcações - Sunrise 2000, Acergy Condor, Kommandor 3000 e Lochnagar – que poderão ser utilizadas para o lançamento dos dutos, que serão feitos de acordo com as principais atividades descritas.

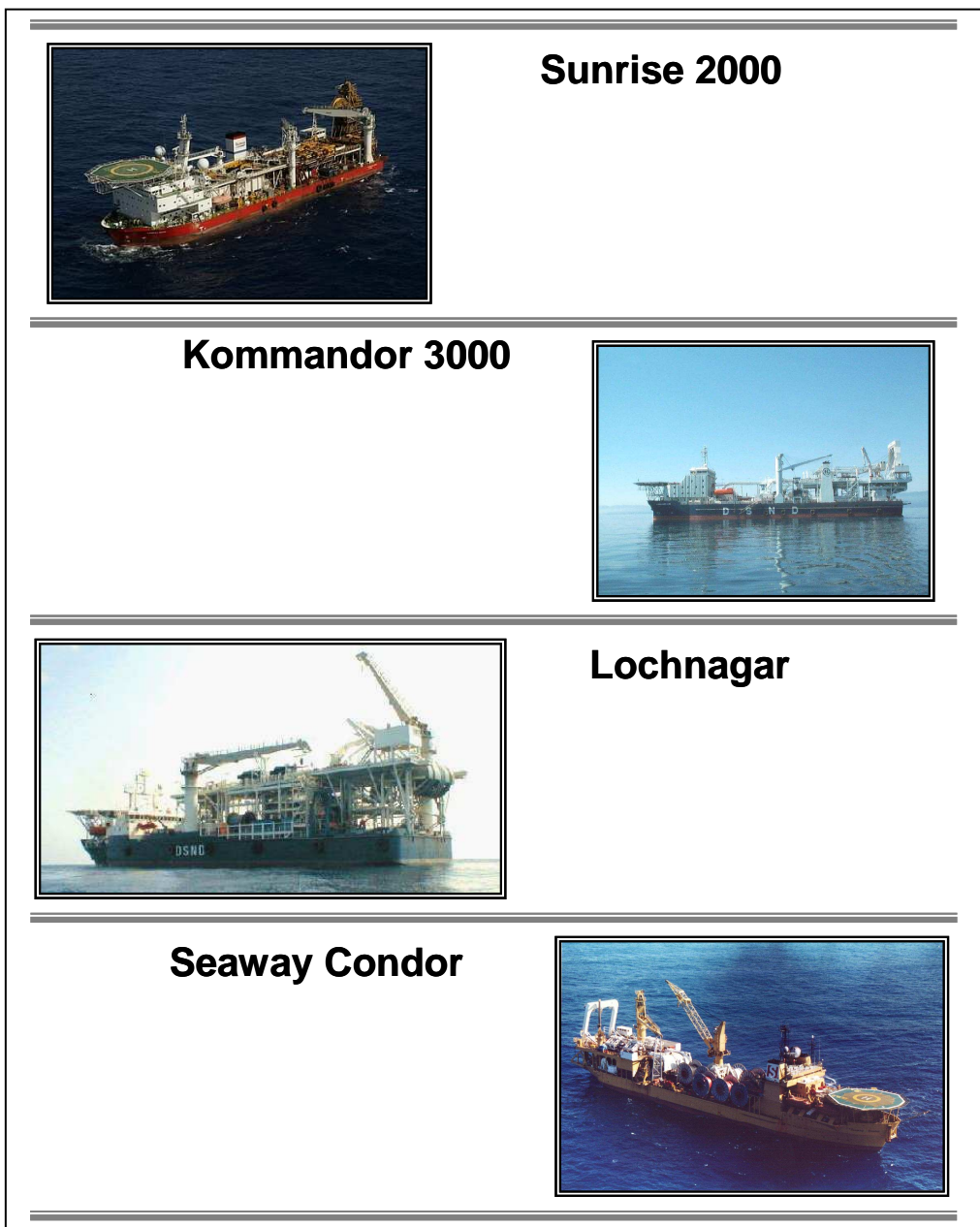


Figura II.2.4.10-1 - Foto das embarcações Sunrise 2000, Kommandor 3000, Lochnagar e Condor.

II.2.4.11 - Caracterização Química, Físico-Química e Toxicológica*Óleo Produzido*

Está sendo apresentado no Quadro II.2.4.11-1 a composição do óleo do reservatório, amostrado durante a realização do Teste de Formação (TFR-1) do poço 1-RJS-661.

Quadro II.2.4.11-1 - Composição do fluido para o óleo do reservatório 1-RJS-661.

COMPOSIÇÃO PERCENTUAL MOLAR DO FLUIDO DE RESERVATÓRIO (PVT @ 40° C)			
COMPONENTES	ÓLEO ESTABILIZADO	GÁS DO FLASH	RESERVATÓRIO
CO ₂	0.00	0.58	0.30
N ₂	0.00	0.87	0.45
C ₁	0.00	61.41	31.87
C ₂	0.00	15.04	7.81
C ₃	0.48	12.25	6.59
iC ₄	0.23	1.99	1.14
nC ₄	0.96	4.30	2.69
iC ₅	0.67	1.03	0.85
nC ₅	1.33	1.36	1.35
C ₆	2.64	0.78	1.68
C ₇	4.48	0.24	2.28
C ₈	5.79	0.12	2.85
C ₉	5.36	0.03	2.60
C ₁₀	5.06	0.00	2.43
C ₁₁	4.18	0.00	2.01
C ₁₂	4.01	0.00	1.93
C ₁₃	3.86	0.00	1.86
C ₁₄	3.36	0.00	1.61
C ₁₅	3.21	0.00	1.55
C ₁₆	2.57	0.00	1.24
C ₁₇	2.20	0.00	1.06
C ₁₈	2.23	0.00	1.07
C ₁₉	1.94	0.00	0.93
C ₂₀₊	45.45	0.00	21.86

Quadro II.2.4.11-1 (conclusão)

COMPOSIÇÃO PERCENTUAL MOLAR DO FLUIDO DE RESERVATÓRIO (PVT @ 40° C)			
COMPONENTES	ÓLEO ESTABILIZADO	GÁS DO FLASH	RESERVATÓRIO
Densidade do gás (40o C)		0.9223	
Peso Molecular total C20+	267	26.71	142
Peso Molecular C20+	406		
Densidade C20+	0,8863		
Temperatura	40°C		
RGO (Razão Gás Óleo)	85.48 m ³ std/m ³ std		
Grau API	27,4		
Coefficiente de Expansão Térmica	7.5201 × 10 ⁻⁴ °C ⁻¹		

Para o óleo produzido, só será possível a realização dos testes agudo e crônico para *Mysidopsis juniae* e *Lytechinus variegatus* (caracterização toxicológica), bem como a caracterização química e físico-química após o início do Teste de Longa Duração (TLD), quando será possível coletar quantidades de amostras suficientes para estas análises.

Tão logo se inicie o TLD, estas análises serão realizadas, sendo os resultados encaminhados ao IBAMA.

Aditivos Químicos

a) Fluido Hidráulico

Conforme informado no item II.2.4.9, o fluido hidráulico HW 525 a ser utilizado no controle de produção submerso será também utilizado nos testes de estanqueidade das linhas de controle. O Anexo II.2.6 apresenta os testes de toxicidade deste produto. A caracterização química e físico-química é apresentada no item II.2.4.9.

b) Fluorene

O fluorene está presente na formulação do fluido hidráulico HW 525. Desta forma é apresentado no Anexo II.2-7 a avaliação da toxicidade e da biodegradabilidade do fluorene R2 (fluoresceína).

II.2.4.12 - Caracterização da Água Produzida

Não haverá geração de água de produção no TLD, estando toda essa água emulsionada com o óleo. Durante a fase de recolhimento de amostras do poço exploratório 1-RJS-661, não houve ocorrência de produção água, o que impede a realização das análises solicitadas neste Termo de Referência. A partir do início da produção, a PETROBRAS estará realizando as análises para os parâmetros solicitados no Termo de Referência e encaminhando os resultados ao IBAMA, caso haja produção suficiente de água produzida que permita retirada de amostras.

II.2.4.13 - Laudos Técnicos das Análises

Os laudos das análises da água de produção e do óleo produzido serão encaminhados juntamente com os resultados das análises físico-químicas e toxicológicas destes fluidos, as quais serão realizadas após o início do TLD, conforme mencionado nos subitens II.2.4.11 e II.2.4.12.

Os laudos das análises toxicológicas do fluido hidráulico HW-525 são apresentados juntamente com os resultados das mesmas, no Anexo II.2-6.

II.2.4.14 - Caracterização das Emissões, Efluentes e Resíduos

Apresenta-se a seguir as estimativas qualitativas para as emissões gasosas e quantitativas para os demais efluentes (efluentes sanitários), bem como para os resíduos a serem gerados pela UEP durante o TLD.

Emissões atmosféricas

Será apresentado um descritivo de cada sistema emissor antes de apresentar a estimativa de emissão de cada um:

a) Sistema de Tocha e vents

O FPSO será equipado com um *Sistema de Tocha*. A função do *Sistema de tocha* será coletar e queimar os gases residuais oriundos das válvulas de segurança, das válvulas de controle de pressão, das válvulas de depressurização BDV (*blowdown valve*).

O *Sistema de Tocha* foi projetado para queimar todo o gás produzido, caso ocorra parada na planta de processo ou no sistema de escoamento. Durante a operação normal haverá a chama permanente do piloto, com consumo de gás de 3000 m³/dia.

Além dos sistemas de *flare*, a unidade terá *vents* para coletar gases residuais de hidrocarbonetos provenientes dos processos e das instalações que operam próximos à pressão atmosférica, que são os tanques de produtos químicos e tanque de drenagem aberta.

b) Turbogeneradores

A geração de energia para o FPSO será feita através de três turbogeneradores duplo combustível (gás e óleo diesel) de 2 MW de potência, cada, sendo um gerador de reserva. As turbinas serão do tipo dual, isto é, poderão funcionar tanto queimando gás como óleo diesel e estarão acopladas a geradores elétricos. Em condições normais de operação, dois turbogeneradores serão suficientes para atender a toda demanda de energia elétrica do FPSO. Na fase inicial de produção, os motogeneradores serão movidos a óleo diesel. Nesta fase, o consumo de óleo diesel deverá ser de no máximo 30 m³/dia. Uma vez atingida a estabilização da produção de gás, o sistema gerador de energia passará a utilizar este, com consumo máximo previsto de 30.000 m³/dia.

A geração elétrica a partir dos Turbogeneradores alimenta os seguintes sistemas: bombas de captação de água do mar, BCSS, transformadores dos tratadores eletrostáticos e bomba do sistema de flotação, bomba de circulação de água de resfriamento, dentre outros subsistemas.

c) Geradores auxiliares a diesel

O sistema gerador de energia do FPSO terá ainda um gerador auxiliar a diesel de 960 kW de potência, que deverão alimentar o sistema da plataforma durante o período pré-operacional, previsto para durar cerca de 15 dias e também para partidas a frio. O consumo estimado para cada gerador é de 2,9 m³/dia de diesel.

d) Gerador de Emergência

O FPSO terá ainda um gerador de emergência a diesel de 572 kW de potência, que deverá alimentar os sistemas críticos que necessitam estar operacional durante o processo de emergência. O consumo estimado é de 1,7 m³/dia de diesel.

e) Caldeiras

O FPSO terá ainda três caldeiras (sendo uma reserva) de 25 ton/hora de vapor cada, sendo operadas a diesel ou a gás. Estas caldeiras produzirão vapor para o acionamento das bombas de *offloading*, fornecendo fluido térmico para os pré-aquecedores de óleo e bombas dos tanques de carga. Cada caldeira, quando operada a diesel terá o consumo de 1,75 m³/hora. Quando operadas a gás o consumo máximo será de 32.200 m³/dia.

As emissões atmosféricas vão variar de acordo com as condições de operação da Plataforma. As principais emissões atmosféricas, em operação normal, serão oriundas do conjunto dos turbogeradores e a caldeira. O *flare*, a princípio, somente produzirá emissões significativas em situações de emergência.

Foram identificados três cenários distintos de emissão atmosférica: o primeiro refere-se à fase pré-operacional (Cenário I), em que estará em funcionamento o gerador diesel auxiliar; o segundo cenário (Cenário II) refere-se à fase inicial de operação, quando o sistema ainda não tiver atingido a estabilização de produção; e o terceiro cenário (Cenário III) contempla a fase estável de produção, quando os turbogeradores e caldeiras passarem ao consumo de gás natural.

Os principais poluentes atmosféricos emitidos pelos geradores e caldeiras do FPSO serão os óxidos de nitrogênio (NO_x) e de enxofre (SO_x), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), material particulado (MP), e hidrocarbonetos totais de petróleo (THP). As vazões estimadas para as emissões podem ser vistas no Quadro II.2.4.23 a seguir:

Quadro II.2.4.23 - Principais poluentes atmosféricos emitidos.

CENÁRIO	EMISSOR	UNIDADE	NO _x	CO	SO _x	MP	THP	CO ₂
I	Motogerador Auxiliar	Kg/h	2,588	0,558	0,238	0,184	0,210	108,500
II	Turbogerador a diesel	Kg/h	16,060	0,060	7,386	0,218	0,007	3367,000
III	Turbogerador a gás natural	Kg/h	7,778	1,995	ND	0,161	0,260	2945,000
I, II E III	Flare	Kg/h	0,003	0,019	ND	0,005	0,043	5,773
II e III	Caldeira diesel (uso eventual)	Kg/h	2,854	1,050	10,340	0,420	0,117	4714,000
III	Caldeira à gás (uso eventual)	Kg/h	1,486	1,803	ND	0,163	0,2036	3161,000

Efluentes

Durante o TLD estima-se que serão gerados diversos tipos de efluentes líquidos, podendo-se destacar os efluentes sanitários, efluentes do sistema de drenagem e água do mar utilizada no resfriamento de equipamentos.

a) Água do sistema de drenagem

O sistema de drenagem é dividido em dois grupos principais, drenagem fechada (proveniente de equipamentos pressurizados da planta de processamento primário), drenagem aberta de área classificada (proveniente de bacias de contenção de áreas classificadas, como, por exemplo, planta de processo, sistemas de proa e outras áreas classificadas) e drenagem aberta de área não classificada (proveniente de áreas seguras, como por exemplo, acomodações e heliponto).

No sistema de drenagem fechada os efluentes serão encaminhados para o vaso de drenagem fechada. O óleo recuperado neste vaso de drenagem retorna à planta de processo.

No sistema de drenagem aberta de áreas classificadas temos o Tanque de Drenagem Aberta e o Tanque de *Slop* nº 1, sendo o primeiro responsável pela coleta proveniente das bacias da planta de processo, e o segundo recebe a drenagem proveniente das outras áreas classificadas e da água após separação no Tanque de Drenagem Aberta. O óleo do Tanque de *Slop* nº 1 é vertido para o Tanque de *Slop* nº 2 sendo posteriormente retornado à planta de processo.

As drenagens do convés principal, sistema de acomodações e heliponto correspondem às águas de lavagem, da área de armazenamento de cargas, associados ainda às águas pluviais que incidem sobre estas áreas. Toda esta água é coletada por drenos e sistemas de bandejamento, e posteriormente estocadas no Tanque nº 6 Lateral de Boreste com capacidade de armazenamento de 964 m³.

b) Sistema sanitário

O sistema sanitário do *FPSO* coletará os efluentes sanitários gerados na unidade e os efluentes oriundos da cozinha. Seu volume é variável em função do número de pessoas a bordo da plataforma, estimado em 60 pessoas. Considerando o uso médio de 100 litros diários por pessoa, o volume gerado pode chegar a 6 m³/dia.

c) Trituração de Restos Alimentares

Os restos alimentares produzidos na plataforma serão recolhidos de forma seletiva e encaminhados para o sistema de trituração, que gerará partículas finais segundo as especificações determinadas na Convenção MARPOL, sendo posteriormente descartadas ao mar. Os restos alimentares serão triturados em partículas com tamanho inferior a 25 mm. A estimativa da quantidade de restos alimentares, para 60 pessoas, é de 24 kg/dia.

d) Sistema aberto de água de resfriamento

A capacidade de vazão das duas bombas de captação da água salgada do oceano utilizadas no resfriamento dos equipamentos da planta de processo, sistemas de utilidades e produtos, corresponde a 1200 m³/h cada bomba. Desta forma, a vazão de descarte desta água poderá ser no máximo equivalente a este volume de captação. Ressalta-se que essa água não se contaminará com qualquer tipo de produto, mas apenas tendo sua temperatura elevada. Para descarte, a temperatura da água não será superior a 40°C.

e) Resíduos sólidos

No FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras haverá uma área específica para acondicionamento temporário dos diferentes tipos de resíduos.

A estimativa de produção mensal de resíduos é apresentada no Quadro II.2.4.24 a seguir.

Quadro II.2.4.24 - Tipos de resíduos a serem gerados na unidade UEP FPSO Petrojarl Cidade de Rio das Ostras.

TIPO DE RESÍDUO	CLASSIFICAÇÃO (NBR 10004)	QUANTIDADE
BATERIAS VEICULARES E INDUSTRIAIS - CHUMBO	Classe I	30 kg
BATERIAS VEICULARES E INDUSTRIAIS - FERRO	Classe I	28 kg
BORRA OLEOSA	Classe I	300 Kg
CAREPAS DE TINTA E FERRUGEM	Classe I	291 Kg
CARTUCHO DE TONER USADO (VAZIO)	Classe I	0,012 Kg
CARTUCHOS DE IMPRESSORA (VAZIO)	Classe II-A	2 Kg
EMBALAGENS PLÁSTICAS (VAZIAS) CAPACIDADE >=20L	Classe II-A	20 Kg
EMBALAGENS METÁLICAS (VAZIAS)	Classe II-B	389 Kg
FIBRA DE VIDRO	Classe II-A	166 Kg
FLUÍDO HIDRÁULICO (AQUOSO)	Classe I	100 l
ISOLANTE (ISOPOR, REFRAATÓRIOS, ETC)	Classe IIB	2 kg
LÃ DE VIDRO	Classe IIA	10 kg
LÂMPADAS FLUORESCENTES	Classe I	10 Kg

(continua)

Quadro II.2.4.24 (conclusão)

TIPO DE RESÍDUO	CLASSIFICAÇÃO (NBR 10004)	QUANTIDADE
LATAS DE ALUMÍNIO	Classe II-B	35 Kg
LATA DE FLANDRE – SERVIÇOS DE COZINHA	Classe II-B	56 Kg
LIXO COMUM	Classe II-A	1200 Kg
MADEIRA	Classe II-B	600 Kg
MANGOTE / MANGUEIRA	Classe II-B	40 kg
ÓLEO USADO (LUBRIFICANTE, ETC)	Classe I	3500 Kg
PAPEL RECICLÁVEL	Classe II-B	16 Kg
PAPELÃO RECICLÁVEL	Classe II-B	150 Kg
PILHAS / BATERIAS	Classe I	8 Kg
PLÁSTICO RECICLÁVEL	Classe II-B	40 Kg
PRODUTOS QUÍMICOS VENCIDOS OU EM NÃO CONFORMIDADE (LÍQUIDO)	Classe I	15 Kg
PRODUTOS QUÍMICOS VENCIDOS OU EM NÃO CONFORMIDADE (SÓLIDO)	Classe I	15 Kg
RESÍDUOS CONTAMINADO COM ÓLEO E/OU PRODUTOS QUÍMICOS	Classe I	20 Kg
RESÍDUOS DE FLUTUADORES DE RISER	Classe II-A	10 Kg
RESÍDUOS DE QUÍMICO DE LABORATÓRIO	Classe II-A	8 Kg
RESÍDUOS DE SERVIÇOS DE SAÚDE (FARMACÊUTICOS)	Classe I	1 Kg
RESÍDUOS DE SERVIÇOS DE SAÚDE (INFECTANTES E/OU PERFURO-CORTANTE)	Classe I	3 Kg
SACARIA PRODUTOS QUÍMICOS NÃO PERIGOSOS (VAZIO)	Classe IIB	2 kg
SACARIA PRODUTOS QUÍMICOS PERIGOSOS (VAZIO)	Classe I	1kg
SINALIZADORES PIROTÉCNICOS (FUMÍGENO, FACHO MANUAL)	Classe I	2 kg
SOLUÇÃO DE BATERIA	Classe I	10 kg
SUCATA DE METAIS FERROSOS	Classe II-B	1000 kg
SUCATA DE METAIS NÃO FERROSOS	Classe II-B	400 kg
VIDRO RECICLÁVEL	Classe II-B	30 kg

II.2.4.15 - Perspectivas e Planos de Expansão da Produção

O FPSO terá uma reserva para a chegada das linhas (produção e serviço) de um outro poço produtor, que poderá futuramente ser inteligado. Entretanto, no momento não existem planos de expansão da produção na área do poço 1-RJS-661, pois este projeto tem como objetivo coletar informações para servirem de subsídios para o desenvolvimento definitivo do reservatório do Bloco

Exploratório Aruanã. Para a interligação de um novo poço a Petrobras encaminhará ao IBAMA o pedido de anuência.

Não está prevista expansão da capacidade do sistema de produção, nem o comissionamento de novas unidades, tão pouco o lançamento de novas linhas de escoamento ou transferência, exceto aquelas necessárias à interligação dos poços ao FPSO.

II.2.4.16 - Identificação e Descrição da Infra-Estrutura de Apoio

Operação dos barcos de apoio

A Bacia de Campos conta com uma extensa frota marítima em operação de apoio, com aproximadamente 106 embarcações que navegam cerca de 30 mil milhas náuticas mensais. Estas embarcações prestam serviços de transporte de equipamentos, insumos, abastecimento de água potável, alimentos, diesel, resíduos, podendo ainda, executar o transporte de pessoal para a plataforma ou para embarcações, ou ainda destas para o continente. Algumas são dotadas de equipamentos especiais para lançamento de linhas, equipamentos para mergulho e de inspeção submarina, algumas são equipadas com equipamentos de combate a emergência, em casos de incêndio e de combate à poluição por óleo no mar.

Atualmente contamos com 7 navios do tipo Fire-Fighting, para combate a incêndio, com capacidade para atendimento a qualquer unidade de produção e perfuração que se encontra instalada atualmente na Bacia de Campos.

Para controle e combate a poluição no mar contamos com 4 (quatro) embarcações dedicadas dotadas com barreiras de contenção apropriadas para mar aberto e equipamentos de recolhimento do tipo *oil recovery* que atendem ao previsto na Resolução CONAMA 398. Estas embarcações estão distribuídas na área geográfica da Bacia de Campos da seguinte forma: uma fixa próxima a P-25, outra próxima a P-27 e outra a Pampo (PPM-1). A quarta embarcação dedicada não fica fixa, isto é, tem posicionamento livre no interior da área geográfica da Bacia de Campos, podendo iniciar seu deslocamento a partir do seu acionamento.

Terminal Portuário

O acesso marítimo as unidades de produção da Bacia de Campos se faz a partir do Píer de Imbetiba, localizado na base Imbetiba da PETROBRAS, em Macaé. É composto de 3 (três) píeres (molhes) cada um com 90 m de extensão, 15 m de largura e profundidade máxima de 7,5 m. Suporte para atracar duas embarcações em cada píer podendo chegar a 4 (quatro), dependendo do comprimento. O Terminal Portuário possui prédios administrativos onde se situa a Polícia Federal e o controle operacional das atividades desenvolvidas, um armazém com 2.295 m² para produtos alfandegados, uma planta de granéis com 15 silos e uma balança com capacidade para 60 toneladas. Há uma grande área para movimentação, pré-embarque, armazenamento temporário de cargas e equipamentos. O Terminal possui Licença de Operação emitida pelo órgão ambiental competente (LO Nº FE009415) apresentada no Anexo II.2-8.

Centros Administrativos

Toda parte gerencial, técnica e administrativa que dá suporte as suas unidades marítimas está sediada na Base Geólogo Carlos Walter Marinho Campos que se localiza na Avenida Elias Agostinho, 665, Imbetiba, Macaé, Rio de Janeiro, em uma área de 190.500 m², incluindo o píer e a área portuária. Possui três entradas e saídas para pessoas e veículos, sendo duas normalmente utilizadas e a terceira para situações eventuais, e uma quarta entrada/saída exclusiva para veículos pesados que transportam equipamentos, materiais e resíduos. Nesta Base trabalham cerca de 11.754 empregados, próprios e contratados, sendo 8.414 empregados do segmento de E&P. A Base possui Licença de Operação Nº FE 009415, concedida pela Comissão Estadual de Controle Ambiental – CECA e a Fundação Estadual de Engenharia do Meio Ambiente – FEEMA, cópia apresentada no Anexo II.2-8.

Áreas de armazenamento de matérias primas e equipamentos

O armazenamento de matérias primas e equipamentos, bem como o desenvolvimento das atividades de manutenção dos equipamentos, em apoio às unidades de produção e exploração de petróleo da Bacia de Campos é realizado na unidade Parque de Tubos – PT, em área de 527.830 m², localizado na Rodovia Amaral Peixoto, no 11.000, Km 163, Imboassica, no município de Macaé, RJ, onde trabalham cerca de 3.153 empregados, próprios e contratados, sendo 2.895 empregados do segmento de E&P. A unidade Parque de Tubos possui Licença de Operação N^o FE 009414 concedida pela Comissão Estadual de Controle Ambiental – CECA e a Fundação Estadual de Engenharia do Meio Ambiente – FEEMA. Cópia da licença apresentada no Anexo II.2-9.

Áreas de armazenamento temporário de resíduos

O armazenamento temporário de resíduos, em apoio às unidades de produção e exploração de petróleo da Bacia de Campos é realizado na unidade Parque de Tubos – PT (Licença de Operação N^o FE 009414 apresentada a seguir), localizado na Rodovia Amaral Peixoto, 11.000 – Imboassica, Km 163, município de Macaé, RJ.

Instalações de armazenamento de combustíveis e água

O armazenamento de combustíveis e água, em apoio às unidades de produção e exploração de petróleo da Bacia de Campos é realizado na Base Geólogo Carlos Walter Marinho Campos, em Imbetiba, em parte da área de 190.500 m² (Licença de Operação N^o FE 009415).

Terminal aéreo para embarque e desembarque de trabalhadores

Serão utilizados como terminais aéreos o aeroporto de Macaé, operado pela INFRAERO e de propriedade federal e o Heliporto do Farol de São Tomé, operado e pertencente à PETROBRAS.

A Licença de Operação do Aeroporto de Macaé e a Licença de Operação do Heliporto do Farol de São Tomé são apresentadas no Anexo II.2-10. O Aeroporto de Macaé está em processo de licenciamento junto à FEEMA, sendo, portanto, apresentado o protocolo de entrada nº 200619/04 de 05/03/2004 .

II.2.4.17 - Procedimentos a serem Utilizados na Desativação da Unidade

Os procedimentos estão descritos no subitem 6 (Metodologia) do item II.7.6 (Projeto de Desativação), sendo os mesmos apresentados por cada Fase de Operação da Desativação, a saber:

- ★ Fase 1: Lavagem das Linhas Submarinas;
- ★ Fase 2: Despressurização, Drenagem, Lavagem, Inertização e Limpeza das linhas e equipamentos da Planta de Processamento de Óleo e Gás;
- ★ Fase 3: Retirada de Produtos Químicos;
- ★ Fase 4: Desconexão do Sistema de Coleta e Escoamento;
- ★ Fase 5: Destinação das linhas e instalações submarinas (ANMH – Árvores de Natal Molhada Horizontal) do Sistema de Coleta e Escoamento da Produção da Unidade;
- ★ Fase 6 - Abandono do Poço de produção;
- ★ Fase 7 - Retirada do FPSO do Campo de Produção.

II.2.5 – Alternativas para Redução dos Impactos na Saúde do Trabalhador

Visando reduzir os impactos na saúde do trabalhador foram adotadas algumas alternativas tecnológicas no projeto. Optou-se pela apresentação dessas alternativas em forma de quadros (Quadro II.2.5-1; Quadro II.2.5-2; Quadro II.2.5-3 e Quadro II.2.5-4), a fim de estabelecer a relação entre o **risco ambiental** do empreendimento que representa possibilidade de impactos na saúde do trabalhador, a **alternativa tecnológica** adotada para minimizar o impacto, e o **objetivo** de sua adoção.

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

Risco: Calor	
Alternativa Tecnológica	Objetivo
Localização dos módulos de processamento em áreas abertas do convés, expostas à ventilação natural	Diminuir a exposição dos trabalhadores à temperaturas elevadas na área da planta de produção
Sistema aberto de água de resfriamento (utilizando como fluido de refrigeração a água do mar captada)	Resfriar os equipamentos da planta de processo e sistemas auxiliares, reduzindo a exposição dos trabalhadores a temperaturas elevadas
Isolamento térmico dos dutos	Diminuir a exposição dos trabalhadores à temperaturas elevadas
Proteção térmica nas Caldeiras	Diminuir a exposição dos trabalhadores a temperaturas elevadas
Posicionamento do Flare em local e condições adequadas (na proa, a uma altura de 23 metros acima da linha de referência do FPSO)	Garantir que o nível de radiação em pontos específicos do FPSO seja aceitável (em qualquer condição climática e operacional) para as pessoas e equipamentos, garantindo que não haja acréscimo da temperatura do ambiente em função da queima no flare.
Sistema de Automação e Controle, que permite a automação e controle da planta de processo a partir da Sala de Controle Central	Diminuir a exposição dos trabalhadores à temperaturas elevadas na área da planta de produção
Risco: Ruído	
Alternativa Tecnológica	Objetivo
Proteção acústica nos Turbogeneradores	Minimizar a exposição de trabalhadores ao ruído
Sistema de Automação e Controle, que permite o controle da planta de processo a partir da Sala de Controle Central	Diminuir a exposição dos trabalhadores ao ruído na área da planta de produção

Quadro II.2.5-2 – Alternativas para Redução dos Impactos na Saúde do Trabalhador causados pelos Riscos Químicos

Risco: Químico	
Alternativa Tecnológica	Objetivo
Injeção de sequestrante de H ₂ S no poço	Evitar a exposição de trabalhadores a atmosferas contendo H ₂ S
Oxidação de H ₂ S residual no flare	Evitar a exposição de trabalhadores a atmosferas contendo H ₂ S
Sistema de detecção de gás, que aciona o sistema emergencial de bloqueio	Evitar a exposição de trabalhadores a atmosferas explosivas/tóxicas

Continua

Continuação do Quadro II.2.5-2

Sistema de coleta e queima (<i>flare</i>) segura do gás em caso de parada da planta de processo e do gás residual liberado das válvulas (de segurança, de controle de pressão, <i>blowdown</i>)	Evitar a exposição de trabalhadores a atmosferas explosivas/tóxicas
Lavadores do gás proveniente das Caldeiras (<i>Scrubber</i>) para utilização no sistema de gás inerte	Aproveitar as emissões provenientes da caldeira no sistema de gás inerte, evitando sua dispersão na atmosfera e exposição de trabalhadores a gases nocivos ao sistema respiratório
Localização dos módulos de processamento em áreas abertas do convés, expostas à ventilação natural, permitindo a dispersão dos gases	Evitar a exposição de trabalhadores a gases nocivos ao sistema respiratório em ambientes confinados
Utilização de Turbogeneradores e Caldeira duplo combustível	Permitir a utilização de gás natural (que incrementaria as emissões ao ser queimado no <i>flare</i>) em detrimento do óleo diesel, cuja queima emite maiores quantidades de gases prejudiciais ao sistema respiratório do trabalhador
Sistema de exaustão de gás por <i>vents</i> (coletam gases residuais de hidrocarbonetos provenientes dos processos e das instalações que operam próximo à pressão atmosférica)	Evitar a exposição de trabalhadores a gases nocivos ao sistema respiratório e a atmosferas explosivas
Pressurização das áreas internas por meio do sistema de ar condicionado e ventilação	Evitar que gases inflamáveis e nocivos ao sistema respiratório ocupem áreas internas da unidade (não expostas à ventilação natural), e causem prejuízo à saúde e segurança de seus ocupantes.
Armazenamento de produtos químicos segundo as regras de compatibilidade química	Evitar que a interação entre os produtos químicos possa gerar emissões nocivas ao sistema respiratório
Automação do sistema de injeção de produtos químicos no poço	Evitar o contato dérmico de trabalhadores com produtos químicos
Instalação de trocadores de calor para pré-aquecimento do óleo ainda não tratado e resfriamento do óleo que segue para os tanques de armazenamento	Diminuir a temperatura do óleo a ser armazenado nos tanques, visando diminuir a evaporação de compostos voláteis e inflamáveis do petróleo

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

Risco: Biológico	
Alternativa Tecnológica	Objetivo
Limpeza robotizada do sistema de ar condicionado	Evitar a exposição de trabalhadores ao risco biológico durante as operações de limpeza dos dutos de ar

Quadro II.2.5-4 – Alternativas para Redução dos Impactos na Saúde do Trabalhador causados por Acidentes

Risco: Acidentes	
Alternativa Tecnológica	Objetivo
Pressurização das áreas de fuga	Evitar que gases inflamáveis ou fogo ocupem as áreas de fuga em situações de emergência e causem prejuízo à saúde e segurança de seus ocupantes.
Válvulas de segurança para controle da pressão nas Caldeiras	Prevenir a exposição de trabalhadores a situações de risco
Sistemas de Segurança e Controle à prova de falhas (composto pelos: Sistema de Combate a incêndio; Sistema Emergencial de Bloqueio – ESD; Sistema Lógico – <i>Logic Solver System</i> ; Interface da Operação – HMI interface)	Minimizar as conseqüências de eventos acidentais à saúde dos trabalhadores, permitindo a saída dos tripulantes com segurança
Acionamento automático, por fusíveis, ou manual, na sala de controle, do Sistema de combate a incêndio do tipo dilúvio localizado no convés principal	Dispensar a necessidade de presença de trabalhadores em áreas de risco, durante situações de emergência, para acionamento do sistema de combate a incêndio, evitando sua exposição à situação de risco
Proteção no heliponto e na área de <i>offloading</i> por sistema fixo de espuma, linha de incêndio e canhão monitor, acionado remotamente	Dispensar a necessidade de presença de trabalhadores em áreas de risco, durante situações de emergência, para acionamento do sistema de combate a incêndio, evitando sua exposição à situação de risco
Armazenamento de produtos químicos segundo as regras de compatibilidade química	Evitar que a interação entre os produtos químicos possa gerar risco ao trabalhador causado por explosão
Controle automatizado, monitorado e operado da Sala de Controle Central de todos os fluidos armazenados e transferidos entre os tanques de carga, óleo diesel, lastro, água e rejeitos do FPSO	Evitar vazamentos de fluidos, que podem causar prejuízos à saúde dos trabalhadores (por contato dérmico e inalação de compostos voláteis prejudiciais ao sistema respiratório)
Sistema de detecção de gás	Detectar a presença de gás e acionar os sistemas de emergência, evitando a exposição de trabalhadores a atmosferas explosivas e tóxicas
Sistema de gás inerte	Prevenir a exposição de trabalhadores a situações de risco pela formação de vácuo e de atmosferas inflamáveis e explosivas nos tanques de estocagem de óleo

O sindicato ao qual a categoria majoritária no empreendimento está filiada é o Sindicato dos Trabalhadores Offshore do Brasil-SINDITOB.

Endereço: Avenida Amaral Peixoto, 471. Macaé - RJ, CEP: 27943-400

Telefone: (22) 2759-0753

A central sindical a qual o SINDITOB está filiado é a Central Força Sindical do Estado do Rio de Janeiro. De modo a permitir o cumprimento dos artigos 2º, 4º e 5º da Portaria Conjunta MMA/IBAMA nº 259, publicada no Diário Oficial da União em 13.08.2009, é informado a seguir o endereço da referida entidade para contato.

Endereço: Rua dos Andradas, 96. Rio de Janeiro-RJ. CEP: 20051-002

Telefone: (21) 2233-1450