

3. DESCRIÇÃO DE ATIVIDADES

3.1. DESCRIÇÃO GERAL DO PROCESSO

O processo de produção de óleo e gás a ser realizado pela PETROBRAS no campo de Albacora Leste, Bacia de Campos, envolve uma unidade estacionária de produção do tipo FPSO (em inglês: *Floating, Production, Storage and Offloading*), denominada PETROBRAS 50 (P-50) e um sistema submarino composto por linhas de fluxo do processo (produção, injeção de gás *lift*, injeção de água e umbilicais) e estruturas submarinas (árvores de natal – ANM e PLET – *Pipeline End Termination*).

Também fazem parte deste processo as operações de transferência de óleo (*offloading*), as quais serão realizadas através de navios aliviadores, e de gás, que serão realizadas através de um gasoduto rígido ligando a P-50 ao PLAEM-I, de Roncador, que estará interligado à Plataforma de Garoupa (PGP-1) através do PLEM de Namorado-1 (PLEM PNA-1).

O FPSO P-50, ancorado numa lâmina d'água de cerca de 1.240 metros e com uma capacidade de processamento nominal de 180.000 bpd de líquido e 6.000.000 m³/dia de gás, fará a coleta, processamento, armazenamento e exportação do óleo e do gás de Albacora Leste, recebendo 18 poços de produção e 11 poços de injeção de água. A entrada em operação está prevista para julho de 2004, com perspectiva de operação até o ano de 2025.

O fluxograma apresentado na Figura 3.1-a ilustra uma visão geral do sistema definitivo de produção de óleo e gás no campo de Albacora Leste. A partir desta figura, segue uma breve descrição dos processos de produção, seguida pela descrição das unidades em si.

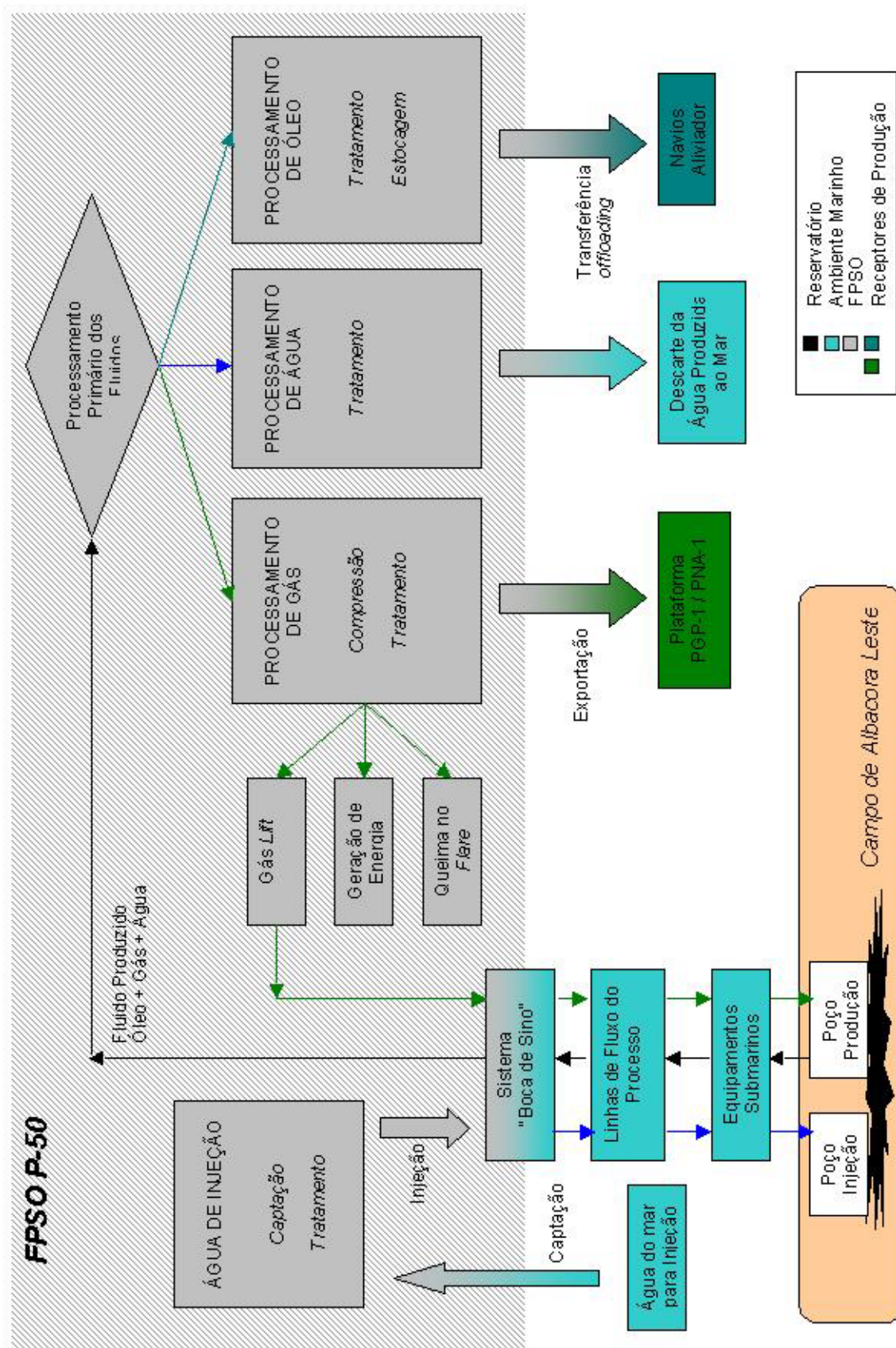


Figura 3.1-a. Diagrama de blocos simplificado das etapas de produção de óleo do campo de Albacora Leste.

O projeto de desenvolvimento do campo de Albacora Leste prevê a utilização de técnicas especiais que visam o aumento da produção. Uma das técnicas consiste em injetar gás à alta pressão (*gás lift*) na base da coluna de produção (através da linha que dá acesso ao anular desta) com o objetivo de gaseificar o fluido desde o ponto de injeção até a superfície.

Um sistema de recuperação secundária terá como objetivo evitar que a pressão dos fluidos do reservatório caia abaixo da pressão de saturação. No caso do campo de Albacora Leste, será realizada a injeção de água do mar (fluido deslocante) no reservatório através de 11 poços injetores. A injeção de água tem como objetivo empurrar o óleo para fora dos poros da rocha reservatório, e ao mesmo tempo, ir ocupando o espaço deixado à medida em que o óleo vai sendo expulso, mantendo a pressão do reservatório em níveis apropriados.

Tendo-se conseguido obter a pressão necessária, os fluidos são deslocados através da coluna de produção do reservatório para a superfície do assoalho marinho, onde encontram-se as árvores de natal molhadas - ANMs. A partir de então, os fluidos seguem pelo sistema submarino de linhas (trechos *flowline* e *riser*) até alcançar a unidade de produção 1.240 metros acima do leito marinho.

Todos os 18 poços de produção e 7 dos poços de injeção serão ligados diretamente à unidade, enquanto o restante dos poços de injeção (4) será ligado ao FPSO P-50 em configuração *piggyback* (dois poços de injeção interligados entre si, sendo um deles conectado diretamente ao FPSO), conforme ilustrado na Figura 3.1-b.

Os fluidos, em estado trifásico (água, gás e óleo), são deslocados dos poços no leito marinho para o FPSO P-50 através das linhas de produção (trechos *flowline* e *risers*).

As linhas dos poços serão interligadas com o FPSO P-50 através dos risers, sendo conectados ao riser connection deck, localizado a bombordo do FPSO, na elevação da planta de processo. Os risers serão guiados verticalmente até este deck de conexão através de bocas de sino e I-tube inferior.

Assim, somadas às linhas de produção, estão ainda conectadas ao *deck* de conexão, todas as linhas de injeção de água, gás *lift*, umbilicais de controle e a linha de exportação de gás (*riser* flexível).

Os fluidos da formação que chegam ao FPSO P-50 para o processamento primário da produção, são, na verdade, uma mistura de frações gasosas, oleosas e aquosas. Como o interesse econômico é somente na produção de hidrocarbonetos (óleo e gás), há a necessidade de equipamentos que permitam realizar basicamente os seguintes processos citados abaixo, os quais encontram-se descritos em detalhe no item 3.2.3.

- separação do óleo, do gás e da água
- tratamento dos hidrocarbonetos para:
 - transferência do óleo para os navios de exportação (aliviadores);
 - exportação do gás através de um gasoduto interligado à malha de escoamento de gás da Bacia de Campos;

- processamento do gás para demais atividades do processo de produção (geração de energia e *gás lift*);
- transferência de pequena parte do gás para o sistema de *flare* da unidade de produção;
- tratamento da água produzida para descarte.



Figura 3.1-b. Ilustração da interligação do sistema submarino ao FPSO P-50 no campo de Albacora Leste

Fonte: PETROBRAS

3.2 DESCRIÇÃO DA UNIDADE FLUTUANTE DE PRODUÇÃO, ESTOCAGEM E TRANSFERÊNCIA DE ÓLEO (FPSO P-50)

O desenvolvimento do campo de Albacora Leste prevê a utilização de uma embarcação que conjuga atividades de produção dos fluidos do reservatório, de processamento primário da produção, de estocagem de óleo e de transferência de óleo e gás para

unidades receptoras. Conforme mencionado anteriormente, este tipo de embarcação é chamada de Unidade Flutuante de Produção, Estocagem e Transferência de Óleo - FPSO (em inglês, *Floating, Production, Storage and Offloading*).

Esta unidade está sendo convertida a partir do petroleiro VLCC (*Very Large Crude Carrier*) Felipe Camarão, de propriedade da PETROBRAS, no qual serão instaladas as facilidades de produção. Este petroleiro, do tipo oceânico irrestrito, pesando 280.103 toneladas (*deadweight*), tem transportado óleo cru e derivados desde 1980 e encontra-se ilustrado na Figura 3.2-a.



Figura 3.2-a. Foto do petroleiro Felipe Camarão a ser convertido ao FPSO P-50.

Fonte: www.brasilenergia.com.br

A conversão consiste de modificações que incluem, primeiramente, a remoção completa de todo o sistema marítimo existente – (acomodações, tubulações, etc) e a conversão do casco da embarcação, atualmente sendo realizada pelo estaleiro Jurong, em Cingapura. A estas se seguirão as instalações dos módulos (integração) da área de processamento da produção (*topsides*), de geração de energia, o sistema de *Flare*, bem como a torre de telecomunicações e as novas acomodações, a serem realizadas no estaleiro Mauá-Jurong em Niterói, RJ - Brasil. A Figura 3.2-b mostra, de forma ilustrativa o projeto do FPSO P-50 convertido.

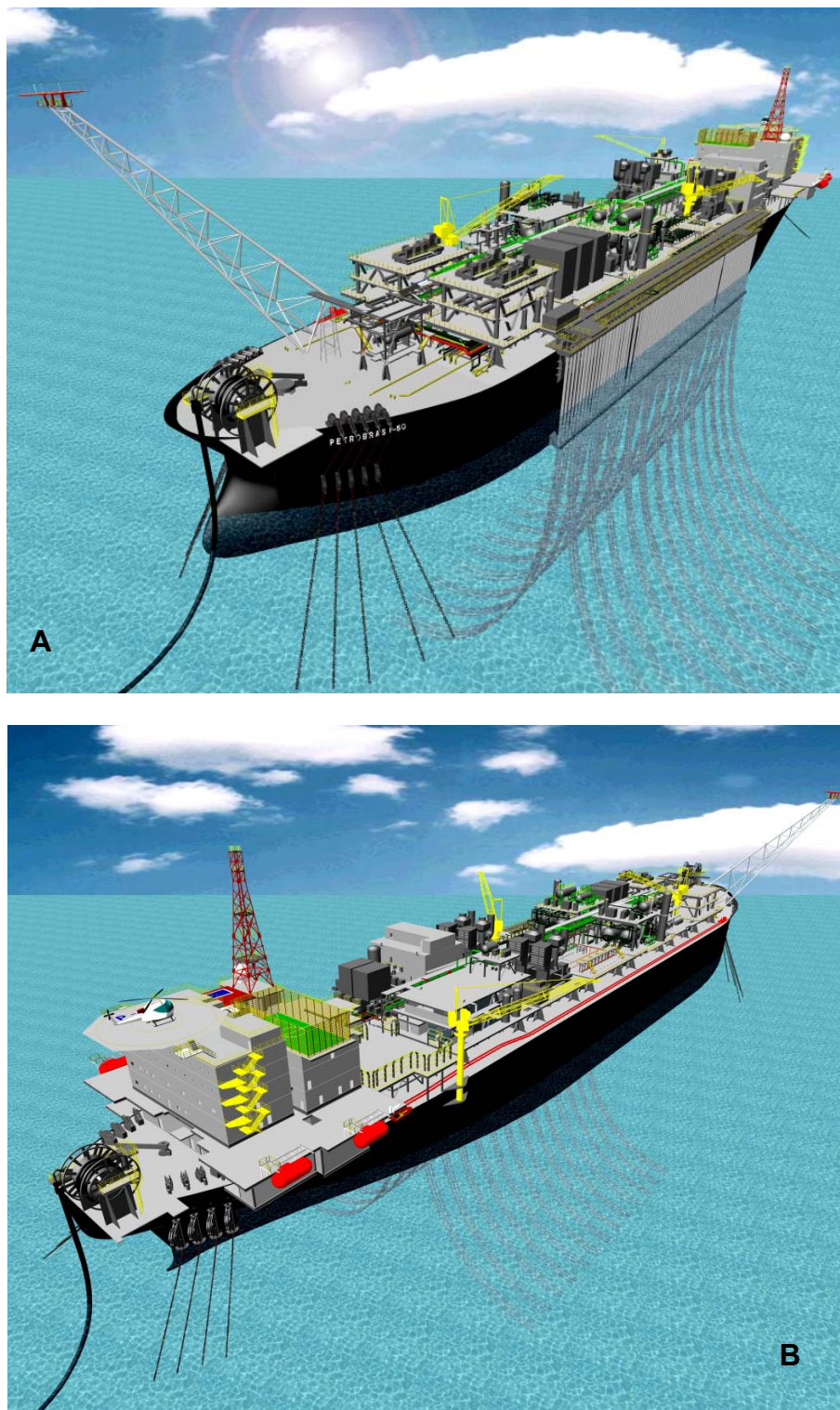


Figura 3.2.-b. Ilustrações do FPSO P-50 convertido (A) vista de bombordo (B) e boreste

Neste item serão apresentadas as características gerais da embarcação, as estruturas da unidade e o detalhamento dos principais sistemas do FPSO P-50 (*manifold deck*, área de processamento da produção – *topsides*, convés principal, acomodações e heliponto). O Quadro 3.2-a apresenta as informações gerais da unidade de produção e a Figura 3.2-c mostra o arranjo geral do FPSO P-50 a ser utilizado neste projeto.

Quadro 3.2-a. Principais características do FPSO P-50.

| CARACTERÍSTICAS | DESCRIÇÃO |
|------------------------------------|--|
| Nome | PETROBRAS 50 |
| Tipo | Petroleiro convertido VLCC ⁽¹⁾ |
| Ancoragem | <i>Differentiated Compliance Anchoring System - DICAS</i> (18 pontos de ancoragem) |
| Comprimento | 337 metros |
| Largura do Costado | 54,5 metros |
| Altura Total do Costado | 27,8 metros |
| Calado Máximo | 21,6 metros |
| Altura do Queimador - <i>Flare</i> | 115 metros |
| Capacidade total dos tanques | 335.208 m ³ (2,1 milhões de barris) |
| Guindastes de convés | meia nau bombordo (25 toneladas) meia nau boreste (10 toneladas) popa (10 toneladas) |
| Heliponto | Adequado para helicópteros do porte do Sikorsky S61N |
| Turbo-Geradores | Principal – 4 x 23 MW (diesel e gás) Auxiliar – 1 x 3 MW (diesel) Emergência – 1 x 1,5 MW (diesel) |
| Capacidade de Produção | 29 Poços – 18 Produtores e 11 Injetores Processamento de Óleo – 28.614,6 m ³ /d (180 mil bpd) Injeção de Água – 35.000 m ³ /d (max. 3.800 m ³ /d por poço) Pressão de Injeção de Água por poço – 200 kgf/cm ² Trat. de Gás (sistema de compressão) – 6 milhões m ³ /d Pressão de Compressão de Gás – 200 kgf/cm ² Sistema de <i>Gás lift</i> – 2,3 milhões m ³ /d |
| Alojamento | Acomodações para um total de 160 pessoas |

1 – Very Large Crude Carrier

Figura 3.2-c. Arranjo Geral do FPSO P-50 (DE-FBV-V00-NA-1D10-101)

3.2.1. Casco

Um dos principais parâmetros a ser analisado para a execução de um processo de conversão como este é a integridade do casco. A seleção do casco foi feita baseando-se em um petroleiro com fundo único e com tanques laterais à bombordo e boreste, objetivando atender as necessidades operacionais do futuro FPSO P-50 (estabilidade, peso morto e características hidrodinâmicas), requeridas pelas Sociedades de Classificação.

O projeto estrutural do casco do FPSO P-50 considera todos os requirements das Sociedades de Classificação bem como análise estrutural global, verificação estrutural (*Yielding and Buckling*), análise local e análise de fadiga.

Convém mencionar que o projeto final do casco do FPSO P-50 considera o dano causado por fadiga no período de 25 anos de vida útil da unidade (excetuando períodos de docagem) assim como no período operacional da unidade como petroleiro.

Para avaliação das condições que o casco deve suportar, utiliza-se no projeto e análise de elementos estruturais, *softwares* que simulam efeitos não lineares, permitindo-se fazer previsões realísticas da ação da frequência de ondas, correntes e outras condições ambientais da Bacia de Campos.

No projeto de conversão, foram estabelecidas especificações para todos os materiais estruturais utilizados na reformulação da estrutura do casco, de acordo com os requirements das Sociedades de Classificação e regulamentações relevantes.

Sendo assim, as estruturas serão, quando necessário, reforçadas considerando tanto níveis de *stress* locais e globais na estrutura, quanto a 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 requirements e regulamentações, considerou as conexões estruturais, espessura do material e temperatura mínima projetada.

- Tanques

O FPSO P-50 terá uma capacidade de estocagem de óleo cru total de 335.208 m³ (2,1 milhões de barris) contando com 21 tanques para óleo cru (5 centrais e 8 em cada bordo), 2 tanques de rejeito (*slop* sujo e *slop* limpo), 3 tanques de óleo diesel, 3 tanques de lastro, 1 tanque de Água Produzida, 1 tanque de Drenagem Aberta, 2 tanques de Drenagem de Praça de Máquinas (*bilge* e *sludge*). O arranjo dos tanques da unidade P-50 encontra-se ilustrado na Figura 3.2.1-a.



Figura 3.2.1-a. Identificação dos principais Tanques do FPSO P-50

O volume máximo dos tanques do FPSO P-50 encontram-se especificados no Quadro 3.2.1-a a seguir.

Quadro 3.2.1-a. Volume máximo dos tanques no FPSO P-50 (continua...).

| TANQUE | VOLUME MÁXIMO (m³) |
|---|--------------------|
| Óleo Cru – Centrais (total – 123.608 m³) | |
| TOC No 1 | 32.209 |
| TOC No 2 | 18.420 |
| TOC No 3A | 18.420 |
| TOC No 4 | 36.839 |
| TOC No 5 | 17.720 |
| Óleo Cru – Laterais (total – 211.600 m³) | |
| TOC No 1 (bombordo/boreste) | 2 x 8.830 |
| TOC No 2 (bombordo/boreste) | 2 x 14.718 |
| TOC No 3 (bombordo/boreste) | 2 x 14.879 |
| TOC No 4 (bombordo/boreste) | 2 x 14.879 |
| TOC No 5 (bombordo/boreste) | 2 x 14.879 |
| TOC No 6 (bombordo/boreste) | 2 x 14.870 |
| TOC No 7 (bombordo/boreste) | 2 x 14.406 |
| TOC No 8 (bombordo/boreste) | 2 x 8.339 |
| | |
| Rejeito | |
| <i>Slop</i> sujo | 3.422 |
| <i>Slop</i> limpo | 3.422 |
| Água Produzida | 353 |
| Drenagem Aberta | 353 |

Quadro 3.2.1-a. Volume máximo dos tanques no FPSO P-50 (continuação).

| TANQUE | VOLUME MÁXIMO (m ³) |
|---|------------------------------------|
| Outros | |
| Tanque de Lastro (Proa) | 15.893 |
| Tanque de Lastro (Central) | 18.420 |
| Tanque de Lastro (Popa) | 1.466 |
| Óleo Diesel (bombordo/boreste/tanque de distribuição) | 3.766 |

Fonte: PETROBRAS.

Todos os tanques passarão por um processo de proteção contra corrosão. Os tanques de rejeito, lastro e armazenamento de óleo cru passarão também por um processo industrial de pintura protetora, sendo que os dois primeiros serão completamente pintados enquanto que o tanque de óleo cru será pintado no topo e fundo. Outras formas de proteção que serão empregadas para o prolongamento da vida útil dos tanques incluem um sistema de proteção catódica por corrente impressa e a distribuição de anodos de sacrifício nos tanques e casco.

Todos os tanques possuirão sistemas medidores de nível do tipo radar, permitindo seu monitoramento contínuo. A qualidade da medição será de padrão fiscal com verificação por amostragem e medição na transferência de custódia do óleo vendido.

Um sistema de gás inerte funcionará de forma a prevenir atmosferas inflamáveis e explosivas nos tanques de estocagem de óleo e nos tanques de rejeito. Esse sistema atenderá continuamente os tanques de carga, durante as operações de transferência de óleo, e durante operações especiais de forma a evitar a formação de mistura explosiva nos tanques em geral.

Os tanques de carga (óleo cru) e 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. O FPSO P-50 também contará com um sistema de limpeza que funcionará a partir de máquinas posicionadas nos tanques de carga. O efluente gerado nestas operações de limpezas será encaminhado ao tanque de *slop* sujo.

As tubulações dos tanques de carga, lastro e resíduos são tubulações individualizadas cuja função é direcionar os fluidos para cada um desses tanques, dessa forma evitando contato entre eles. O arranjo das tubulações será estabelecido, também, de forma a permitir que operações simultâneas ao carregamento de qualquer tanque e à exportação em outro, assim como a transferência de carga de um dos tanques para outro enquanto o carregamento continua em um terceiro, possam ser realizadas.

- Sistema de Lastro

Enquanto se faz a transferência de petróleo do FPSO para o 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 segregado do sistema de armazenagem do petróleo e seus tanques e bomba 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.

3.2.2. Manifold Deck

O *manifold deck* (Módulo P04 A/B) é a área do convés do FPSO P-50 onde se encontram os *manifolds* de produção, gás *lift* e água de injeção, os lançadores e recebedores de *pig*, além do sistema de conexão (“boca de sino”) das linhas flexíveis (*risers*) ao FPSO P-50.

Conforme mencionado na seção 3.1 (Descrição Geral do Processo), a interligação entre o sistema submarino e a planta de processo do FPSO P-50 é realizada pelas “bocas de sino” no lado bombordo da embarcação. Assim, somadas às linhas de produção, estão conectadas às “bocas de sino”, as linhas de fluxo que levam insumos enviados da planta de processo do FPSO P-50 para os poços ou reservatório, e a linha de exportação de gás.

A “boca de sino” é um equipamento destinado a permitir que a conexão dos *risers* no *deck* de conexão seja feita a seco. Ela permite que o início da deflexão do riser (ângulo da catenária) fique próximo da quilha da embarcação. Para tal, este equipamento foi projetado para reter o enrijecedor de curvatura dos *risers* cuja finalidade principal é proteger os *risers* contra dobramento excessivo.

Este equipamento é composto, basicamente, de dois componentes principais: uma “boca de sino” e um dispositivo de acoplamento. A “boca de sino” compreende um corpo ao qual estão fixados anéis de travamento, um dispositivo de destravamento e uma guia. Os dispositivos de travamento são fixados à guia por meio de eixos, em torno dos quais podem se deslocar. O dispositivo de acoplamento consiste de uma guia denominada de capacete cônico, e um enrijecedor de curvatura que são mantidos interligados à estrutura da linha flexível *riser* por meio de elementos de ligação. A Figura 3.2.2-a ilustra o sistema de conexão “boca de sino”.

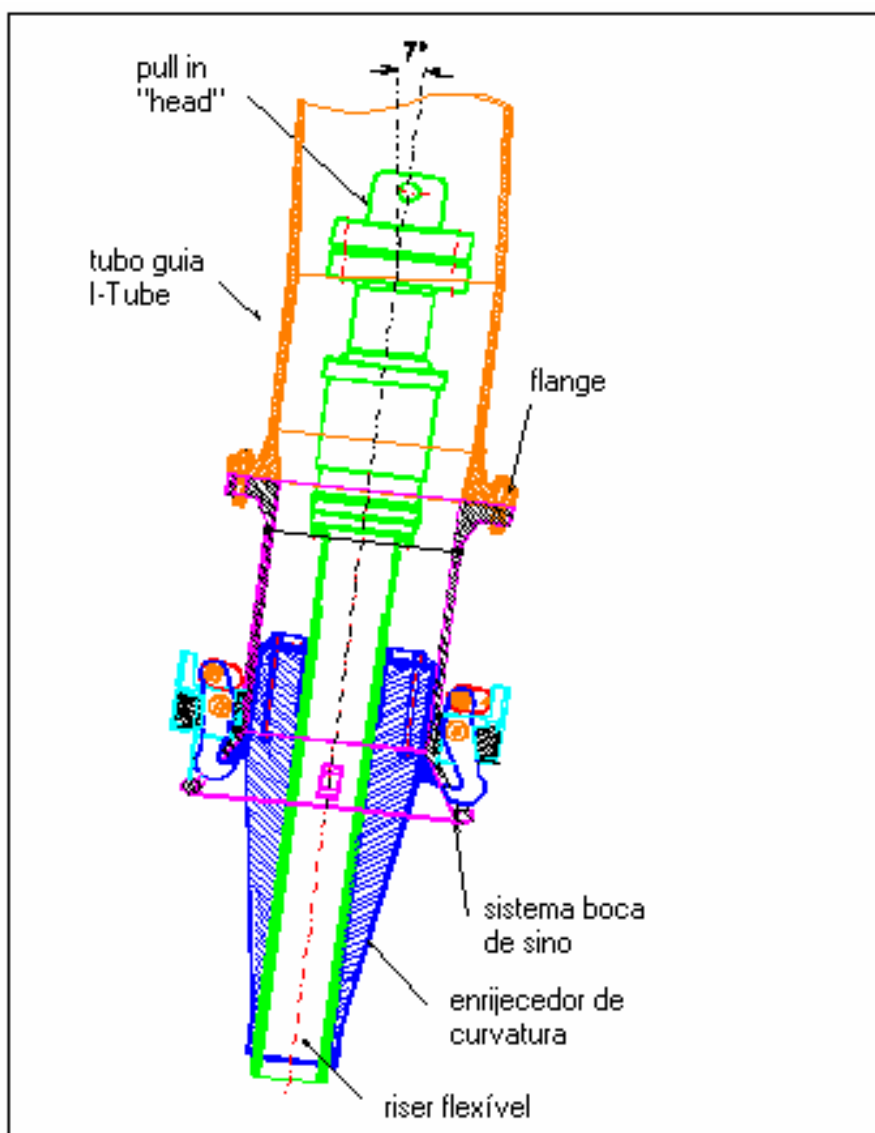


Figura 3.2.2-a. Ilustração esquemática da conexão “Boca de Sino” no FPSO P-50

Os enrijecedores dos *risers* flexíveis são fixados às bocas de sino que se encontram na extremidade inferior dos *I-tube*, sistemas compostos por tubos-guia que mantêm os *risers* flexíveis suspensos na lateral do FPSO P-50. Por sua vez, a extremidade superior do *I-tube* é fixada no *deck* de conexão dos *risers* (*riser connection deck*). Todas as conexões são projetadas de forma a suportar as cargas verticais destes.

Os *manifolds* são estruturas para onde convergem as linhas de fluxo dos poços para o FPSO P-50 ou do FPSO para o exterior. São dotados de válvulas para controle do fluxo das correntes que chegam e saem do próprio. Nos *manifolds* encontram-se os coletores chamados de *headers* (2 principais e 1 de teste), que consistem de um conjunto de tubulações visando alinhamento de fluxo. Os *headers* são providos de sistemas de injeção de produtos químicos (desemulsificante, antiespumante, inibidor de incrustação e polieletrólito) para auxiliar nas etapas subsequentes de produção e por fim para proteger as instalações.

O *manifold* de produção combina a vazão e a pressão dos diversos poços de produção para a entrada na planta de processo. O fluido oriundo dos poços de produção é captado por dois *headers* e segue para a planta de processamento de óleo, gás e água.

O *manifold* de gás *lift* fornecerá gás *lift* para os poços de produção interligados à P-50. Já o *manifold* de água de injeção, alimentará os poços de injeção com água do mar captada e tratada.

Todas as válvulas de fechamento (*shutdown valves*) a serem instaladas nos limites da Unidade e nas linhas de produção, linhas do *manifold* de produção, linhas de gás *lift* e dutos de exportação de gás, assim como as válvulas das linhas de gás combustível para os queimadores e *boilers*, serão do tipo gaveta, com acionamento por conduíte, abertura plena, selagem metal-metal antifogo e duplo bloqueio.

- **Operações de *Pigging***

Cada poço de produção será provido por um lançador e receptor de *pig* localizados no *Manifold Deck*. Estes equipamentos permitem a realização de operações de *pigging* nas linhas de fluxo, principalmente as de produção.

Tais operações visam originalmente remover acúmulos de depósitos (sulfato de bário, parafina, asfaltenos, etc) e de fases líquidas no interior das linhas de produção que podem ocorrer devido a algumas particularidades associadas ao óleo e processo (grau API e gradiente de temperatura), evitando a ocorrência de processos corrosivos localizados bem como a redução da produção.

Conforme ilustrado na Figura 3.2.2-b, as operações de *pigging* são realizadas por ação de objetos de vários tipos chamados *pigs*, de acordo com o objetivo da operação: *pig* com escovas circunferenciais, *pigs* geométricos, *pigs standard* (esferas), espuma, etc.



Figura 3.2.2-b. Ilustração esquemática de pigs utilizados em operações de limpeza

Estes dispositivos são enviados a partir do lançador de *pig* pela linha de gás *lift* e deslocados por injeção de gás até a árvore de natal no leito submarino onde através de uma válvula (*pigging crossover*) são direcionados para a linha de produção retornando ao receptor de *pig* e deslocando consigo as impurezas do interior da linha. Os resíduos remanescentes na câmara do receptor de *pig* são raspados para uma bacia coletora onde a fase líquida é direcionada para o sistema de drenagem aberta de hidrocarbonetos. A fase sólida juntamente com o *pig* é armazenada em tambores sendo destinada conforme o Manual de Gerenciamento de Resíduos. A Figura 3.2.2-c apresenta o esquema de uma operação de *pigging*.

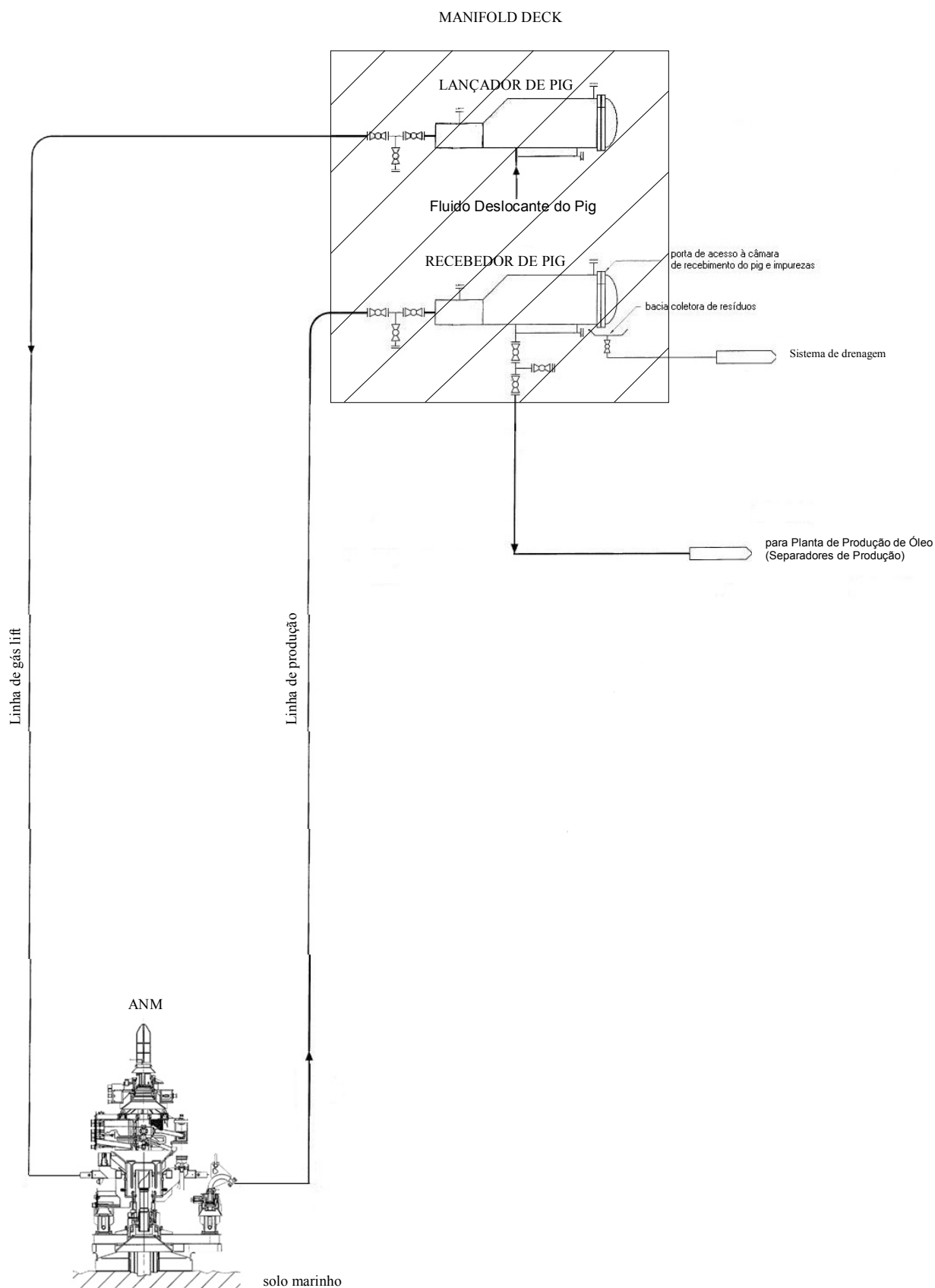


Figura 3.2.2-c. Esquema de uma operação de *pigging*.

A distância do poço ao FPSO P-50, a taxa de formação de depósito, as características de isolamento térmico das linhas de produção e as condições operacionais irão influenciar a escolha do tipo de *pig* e a frequência da operação.

As operações de *pigging* podem também ser de natureza preventiva e de preparação para a inspeção da integridade das paredes das linhas (identificar mossas, ovalizações e dobras).

3.2.3 Área de Processamento da Produção (Topsides)

Os recursos dispostos na área de processamento da produção são necessários para a separação inicial dos fluidos advindos dos poços. Esta área é dividida em diversos módulos, posicionados de acordo com a sequência 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 dos poços do campo de Albacora Leste. Seu projeto é considerado sofisticado, capacitando-a para promover a separação do óleo, gás e água, bem como o condicionamento e a compressão do gás, tratamento e estabilização do óleo e tratamento da água produzida para descarte dentro dos parâmetros regidos pela legislação ambiental (ver item 5.6 deste EIA).

A Figura 3.2.3-a ilustra o *lay-out* da planta de produção do FPSO P-50. O Fluxograma simplificado dos processos de produção de óleo, tratamento e compressão do gás e tratamento da água produzida é apresentado na Figura 3.2.3-b.

Figura 3.2.3-a. Lay-out da planta de produção do FPSO P-50

Figura 3.2.3-b. Fluxograma simplificado dos processos de produção do FPSO P-50

a Processamento do Óleo

No processamento do óleo, um dos contaminantes mais indesejados é a água. Grande parte da água que vem associada ao óleo é facilmente separada por simples decantação em equipamentos chamados Separadores Trifásicos, onde ocorrem as separações gás/líquido e óleo/água. Para remover o restante da água que permanece emulsificada, utilizam-se processos físicos e químicos que aumentam a velocidade de coalescência.

A desestabilização da emulsão (enfraquecimento e/ou rompimento da película que circunda as gotículas de água, proporcionando condições para que ocorra a coalescência e posterior sedimentação gravitacional destas) é realizada pela ação de calor, eletricidade e adição de produtos chamados desmulsificantes.

A Figura 3.2.3-c apresenta o Diagrama de Fluxo dos Processos do FPSO P-50, bem como informações referentes às condições de processo (pressão, temperatura, vazão das correntes, etc) e equipamentos (capacidades e tipos) apresentados.

O Quadro 3.2.3-a resume os tipos e capacidades dos principais equipamentos da unidade de processamento de óleo.

Quadro 3.2.3-a. Características dos equipamentos da planta de processamento de Óleo

| EQUIPAMENTO | TIPO | CAPACIDADE UNITÁRIA |
|--|----------------------------|------------------------------|
| Pré-aquecedor (A/B) água produzida-óleo produzido | Placas | 14,6x10 ⁶ W |
| Pré-aquecedor (A/B) óleo tratado-óleo produzido | Placas | 12,8x10 ⁶ W |
| Aquecedor (A/B) | Casco e tubo | 11,5x10 ⁶ W |
| Separador de Produção (A/B) | Horizontal | 14.308 m ³ /dia * |
| Aquecedor de Óleo (A/B) | Casco e tubo | 12,3x10 ⁶ W |
| Tratador de Óleo (A/B) | Desidratador Eletrostático | 14.308 m ³ /dia * |
| Separador Atmosférico (A/B) | Horizontal | 14.308 m ³ /dia * |
| Separador de Teste | Horizontal | 3.000 m ³ /dia * |
| Aquecedor de Teste | Casco e tubo | 6,3 x10 ⁶ W |

* Valores especificados nas condições padrões

O processamento de óleo será realizado através de 2 *trains* (A/B), com capacidade de 14.308 m³/d (90.000 bpd) de líquido cada, constituídos de pré-aquecedor de água produzida-óleo produzido, pré-aquecedor de óleo tratado-óleo produzido, aquecedor de óleo primeiro estágio, separador trifásico, aquecedor de óleo segundo estágio, tratador eletrostático e separador atmosférico.

Conforme pode ser verificado na Figura 3.2.3-c, após saída do coletor (*header*), o óleo segue para o sistema de aquecimento de óleo, onde atinge a temperatura de separação de 75°C, de modo a permitir a separação de parte da água emulsificada e minimizar a

formação de espuma na interface gás-óleo. O pré-aquecimento do *blend* produzido será feito pelo óleo tratado e pela água produzida. A água produzida precisa ter sua temperatura adequada para descarte (40°C), conforme exigência da resolução CONAMA N° 20 / 1986.

Do aquecedor, o óleo segue para o separador de 1° estágio (separador de produção), que opera com uma pressão de 808 kPa man. Os separadores de produção serão trifásicos e dimensionados para um tempo de residência de 10 minutos.

Sistemas de separação de primeiro estágio foram projetados para suportar fluxos de areia sendo que os sistemas de remoção suportam até 4,5 gramas de areia por barril de fluido produzido. A vazão de projeto do circuito de remoção de areia deverá ser de 90 m³/h, compatível com o projeto do distribuidor interno de fluido recirculado (água com areia) do separador.

O óleo proveniente do 1° estágio de separação será novamente aquecido até uma temperatura de 105 °C devendo então ser enviado aos tratadores eletrostáticos, que operam a 707 kPa man. Os tratadores deverão operar com uma eficiência tal que o BSW máximo de saída seja de 1,0 % e a concentração de sal na saída de 200 ptb (570 mg/l). O gás liberado no processo deverá ser alinhado para o separador atmosférico.

Dos tratadores eletrostáticos, o óleo segue para o separador atmosférico, o qual opera a 20 kPa man. Deste separador, o óleo será enviado para o pré-aquecedor de óleo tratado-óleo produzido, e daí para os tanques de carga do navio através das bombas de transferência.

A planta de produção possui, ainda, um separador de teste precedido também por um aquecedor. Este separador, do tipo trifásico, é utilizado nas operações de abertura ou verificação de vazão de um poço específico. O óleo oriundo deste vaso segue para o Separador de Produção. O gás é direcionado às unidades de compressão de gás enquanto que a água flui para o sistema de tratamento de água produzida.

Figura 3.2.3-c Diagrama de Fluxo de Processo para o Processamento de Óleo
(I-DE-3010.62-11223-943-PPC-001)

b Tratamento de Água Produzida

O aparecimento de água é esperado desde o início da atividade de produção em Albacora Leste, sendo que nos primeiros anos a produção será baixa, representando menos que 10% do óleo produzido.

Entretanto, ressalta-se que, de acordo com as previsões, a produção de água aumentará gradativamente a partir de 2007, atingindo cerca de 22.300 m³/dia em 2021, conforme pode ser verificado no item 3.7.3 (Curva de Água Produzida). A água produzida constitui, assim, a emissão mais significativa do FPSO, sendo descartada para o mar após tratamento adequado.

Tendo por finalidade recuperar parte do óleo emulsionado na água produzida de maneira a condicioná-la para descarte, a água oleosa proveniente dos separadores de produção, separador de teste e tratadores eletrostáticos, contendo um teor de óleo de até 1.000 ppm, será tratada em baterias específicas de hidrociclones e em unidades de flotação. A planta do FPSO P-50 será provida de uma bateria de hidrociclones específica para tratamento da água proveniente dos dois separadores de produção, outra bateria para o tratamento da água proveniente dos dois tratadores eletrostáticos e uma bateria para tratamento da água proveniente do separador de teste.

A Figura 3.2.3-d ilustra o esquema de funcionamento de um hidrociclone. A água oleosa é introduzida sob pressão tangencialmente no trecho de maior diâmetro do hidrociclone, sendo direcionada internamente em fluxo espiral em direção ao trecho de menor diâmetro. Este fluxo é acelerado pelo contínuo decréscimo de diâmetro, criando uma força centrífuga que força os componentes mais pesados (água e sólidos) contra as paredes. Devido ao formato cônico do hidrociclone e ao diferencial de pressão existente entre as paredes e o centro, ocorre, na parte central do equipamento, um fluxo axial reverso. Esta fase líquida central contendo óleo em maior proporção é denominada rejeito.

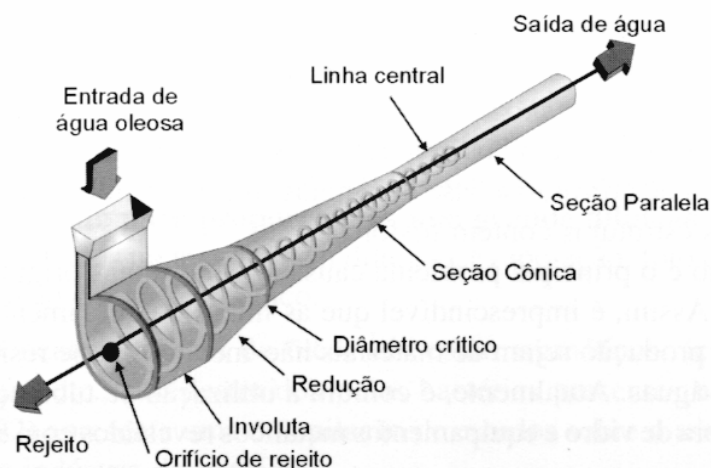


Figura 3.2.3-d. Exemplo esquemático do funcionamento de um hidrociclone.
Fonte: Thomas, 2001

A partir dos hidrociclones, o fluxo de água oleosa é enviado para as unidades de flotação. O flotador a ser instalado é do tipo vertical a gás dissolvido, com utilização de bomba de

rotor duplo para recalque da água e solubilização do gás. Para o dimensionamento do flotor foi considerado um tempo de residência acima de 15 minutos.

A flotação procura recuperar o resíduo de óleo através de separação gravitacional auxiliada por gás de baixa pressão, proveniente do sistema de edutores, que é borbulhado no fundo do vaso flotor. As bolhas de gás, ao se aderirem às gotículas de óleo, reduzem sua densidade fazendo com que estas subam à superfície, separando o óleo da água.

A partir da unidade de flotação, o fluxo de água segue para o tanque de água produzida e, após medição do teor de óleo e graxa (TOG), para descarte por *overboard* como pode ser visto na Figura 3.2.3-e. A retirada do óleo sobrenadante deste tanque é feita através de bombas, sendo este direcionado para os vasos *slop* (assim como o óleo separado nos hidrociclones, flotor e tanques de drenagem).

Conforme exigência da Resolução CONAMA 20/86, a água proveniente da unidade de flotação deverá ser adequada à temperatura máxima de 40°C e teor máximo de 20 ppm de óleo para descarte no mar.

A água tratada que não atingir a especificação necessária para descarte, será alinhada para o vaso *slop* retornando à planta de processamento.

O Quadro 3.2.3-b resume os tipos e capacidades dos principais equipamentos da planta de processamento de água produzida.

Quadro 3.2.3-b. Características dos equipamentos da planta de processamento de água produzida

| EQUIPAMENTO | TIPO | CAPACIDADE UNITÁRIA |
|--|------------|-------------------------|
| Hidrociclones – bateria (A/B) Separador de produção | - | 6.800 m ³ /d |
| Hidrociclones – bateria (1 x 100%) Separador de teste | - | 2.300 m ³ /d |
| Hidrociclones – bateria (A/B) Tratador de óleo | - | 2.650 m ³ /d |
| Unidade de Flotação (A/B) | vertical | 8.000 m ³ /d |
| Tanque de Água Produzida | estrutural | 353 m ³ |
| Vaso <i>Slop</i> (A/B) | horizontal | 15 m ³ |

A planta de tratamento de água produzida foi projetada para atender a uma vazão máxima de 16.000 m³/dia de água, levando-se em consideração as curvas iniciais de produção do reservatório. Por conta de estudos de reservatório mais recentes, alimentados a partir de dados adquiridos na perfuração de poços-piloto no campo de Albacora Leste, houve um aumento na previsão de água produzida. Com isto, a partir de 2015 prevê-se que a produção de água ultrapasse 16.000 m³/d, o que excederia a capacidade prevista de tratamento de água da planta da P-50.

Como os equipamentos que limitam o processo de tratamento da água são os hidrociclones, com o aumento da produção de água supracitado, haverá necessidade de se adicionar mais dois hidrociclones ao Sistema de Tratamento de Água da Unidade. Contudo como a capacidade do sistema originalmente projetado só será excedida a partir de 2015, na fase atual do projeto, está sendo prevista, apenas, a instalação de esperas para a futura interligação dos hidrociclones extras. A se confirmar a curva de produção atual, espera-se iniciar as obras de modificação em 2012, para ampliação da capacidade de tratamento de água.

Figura 3.2.3-e Diagrama de Fluxo de Utilidade para Água Produzida e Sistema de Drenagem
(I-DE-3010.62-15330-943-PPC-001)

c Processamento do Gás

A maior parte do gás associado ao óleo produzido é extraída nos separadores de produção. Conforme pode ser verificado na área vermelha da Figura 3.2.3-b, o processamento do gás consiste da compressão, remoção de CO₂ e desidratação (remoção da umidade residual).

O gás oriundo dos separadores de produção, separador de teste e do sistema de recuperação de vapor deverá ser utilizado, principalmente, como gás combustível e *gas-lift* nos poços de produção satélites, **sendo o excedente exportado através de gasoduto.**

O processamento do gás de alta pressão consiste no direcionamento para três *trains* de tratamento constituídos, cada um, por unidades de compressão, remoção de CO₂ e desidratação. O sistema de compressão terá uma pressão mínima operacional de sucção de 6 kgf/cm² man (pressão normal de operação de 7,3 kgf/cm² man) e pressão de descarga do último estágio de 200 kgf/cm² man. As três unidades serão capazes de processar, juntas, uma vazão total máxima de 6.000.000 Nm³ de gás por dia (a 20°C e 101,3 kPa).

Em cada unidade de compressão, trocadores de calor (*coolers*) resfriarão o gás entre os compressores centrífugos (estágios de compressão do gás) através de um sistema fechado de água doce.

O compressor centrífugo é um equipamento que eleva a pressão de um gás até um nível suficiente para permitir o seu escoamento através de um duto. O gás ao entrar no compressor tangencialmente a um rotor que gira em alta velocidade adquire energia cinética em forma de velocidade e energia potencial em forma de pressão. Um difusor converte a energia cinética em energia potencial elevando a pressão do gás até o nível desejável de descarga. A Figura 3.2.3-f ilustra esquematicamente o compressor a ser utilizado na planta de processamento de gás do FPSO P-50.

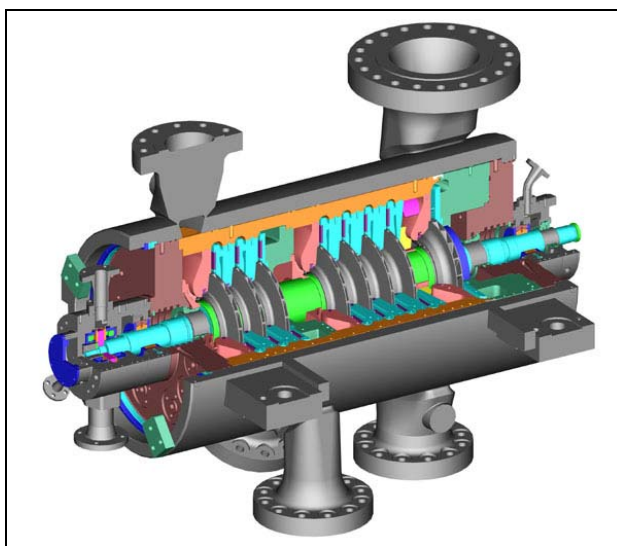


Figura 3.2.3-f. Ilustração esquemática do compressor a ser utilizado no FPSO P-50

Fonte: Dresser-Rand

Conforme pode ser verificado na Figura 3.2.3-b, o gás derivado do segundo estágio de compressão, a uma pressão de 66 kgf/cm² man, será encaminhado para a unidade de remoção de CO₂. Esta é composta por 3 torres e a remoção feita por absorção em MEA (monoetanolamina). Após o terceiro estágio de compressão, o gás é então desidratado na unidade de desidratação de gás, através do processo de absorção por TEG (trietilenoglicol), de modo a especificar o ponto de orvalho do gás em -15 °C a 200 kgf/cm². A remoção de água e CO₂ visa evitar corrosão das paredes dos gasodutos e demais equipamentos, além de evitar a formação futura de hidratos nos gasodutos.

Cada unidade de desidratação será dimensionada para 2.000.000 Nm³/d de gás e pressão de 200 kgf/cm² man (mesma condição de projeto de cada *train* de compressão). Já as unidades de remoção de CO₂ serão dimensionadas para a mesma vazão e uma pressão de 66 kgf/cm² man.

As torres de remoção de CO₂ e de umidade residual contarão, respectivamente, com medidores (individuais) *in line* de teor de CO₂ do gás tratado e de teor de umidade residual do gás desidratado de forma a controlar a especificação do gás a ser exportado. Em caso de parada da(s) unidade(s) de desidratação, a especificação do gás será mantida mediante injeção de inibidor de hidrato.

O material utilizado será compatível com o teor de CO₂ presente no gás natural, até as entradas das unidades de remoção de CO₂. Pelo mesmo motivo, o material dos tubos dos resfriadores do gás, inclusive os do pacote de compressão, deverão ser de material especial, resistente a CO₂. O mesmo cuidado será tomado na especificação de materiais dos compressores (sistemas principal e auxiliar).

O gás removido nos separadores atmosféricos (gás de baixa pressão) será enviado ao sistema de compressão auxiliar (*booster*) onde sofrerá resfriamento visando remoção de condensado e compressão. Por fim, esta corrente de gás é direcionada para o sistema de compressão principal de três estágios descrito anteriormente. O sistema de compressão *booster* trata ainda o gás de saída da coluna desaeradora (tratamento de água para injeção). O sistema de compressão auxiliar está projetado para comprimir 195.000 Nm³/dia (a 20°C e 101,3 kPa) de 117,7 kPa abs até 987 kPa abs.

Após o terceiro estágio de compressão, o gás será enviado para o sistema de gás combustível, sistema de injeção de gás *lift* e finalmente exportado através do gasoduto rígido.

O sistema de gás combustível está projetado para fornecer 19.082 m³/h de gás de alta pressão (3.530 kPa abs) e 3.007 m³/h de gás de baixa pressão (785 kPa abs). Em operação normal, o gás será provido diretamente pela unidade de desidratação sendo necessária a passagem por um aquecedor elétrico em procedimentos de *start-up*. Os principais consumidores de gás combustível de alta pressão serão basicamente os turbogeradores. O gás de baixa pressão será fornecido para o desaerador (tratamento de água para injeção), unidades de flotação, sistema de gás inerte, *flare* e outros.

Parte do gás separado e tratado é direcionado para o sistema de gás inerte onde sofre processo de combustão gerando um gás composto por N₂ (aproximadamente 70%), CO₂, CO e NO_x. A concentração de sólidos e SO₂ será reduzida em pelo menos 98% através

de um adequado tratamento posterior. O propósito do sistema, composto por 2 geradores (10.000 m³/h cada), é injetar gás inerte dentro dos tanques de carga, *slops*, água produzida e de drenagem aberta a fim de manter a atmosfera e a pressão internas em níveis seguros contra explosões. A despressurização deste sistema será feita, quando necessário, para a atmosfera.

As Figuras 3.2.3-g e 3.2.3-h apresentam os diagramas de fluxo de processo dos sistemas principal e auxiliar (respectivamente) de compressão de gás além de informações referentes às condições de processo (pressão, temperatura, vazão das correntes, etc.) e equipamentos (capacidades e tipos) apresentados.

O Quadro 3.2.3-c resume os tipos e capacidades dos principais equipamentos da planta de processamento de gás (sistemas principal e auxiliar).

Quadro 3.2.3-c. Características dos equipamentos da planta de processamento de Gás

| EQUIPAMENTO | TIPO | CAPACIDADE (a 20°C e 101,3 kPa abs) |
|---|--------------|--|
| Sistema Principal – 3 estágios | | |
| Compressores (3) | centrífugo | 2.000.000 m ³ /d |
| Resfriador – 1° estágio (3) | Casco e tubo | 3,23x10 ⁶ W |
| Resfriador – saída do 1° estágio (3) | Casco e tubo | 5,04x10 ⁶ W |
| Resfriador – 2° estágio (3) | Casco e tubo | 4,86x10 ⁶ W |
| Resfriador – descarga (3) | Casco e tubo | 6,66x10 ⁶ W |
| Vaso Depurador | vertical | 6.000.000 m ³ /d |
| Vaso – entrada do 1° estágio (3) | vertical | 2.000.000 m ³ /d |
| Vaso – descarga do 1° estágio (3) | vertical | 2.000.000 m ³ /d |
| Vaso – descarga do 2° estágio (3) | vertical | 2.000.000 m ³ /d |
| Torre de Absorção – TEG | vertical | 2.000.000 m ³ /d |
| Torre de Absorção – Amina (MEA) | vertical | 2.000.000 m ³ /d |
| Sistema Auxiliar – Booster | | |
| Compressores (2) | parafuso | 195.000 m ³ /d |
| Resfriador – Sucção de gás de baixa pressão | Casco e tubo | a ser definido pelo fabricante |
| Vaso – Sucção de gás de baixa pressão | vertical | 195.000 m ³ /d |
| Vaso de Gás Comprimido (2) | vertical | 195.000 m ³ /d |
| Filtro – saída do compressor (2) | cartucho | 195.000 m ³ /d |

Figura 3.2.3-g. Diagrama de Fluxo de Processo do Sistema Principal de Compressão de Gás
(I-DE-3010.62-11231-943-PPC-002)

Figura 3.2.3-h. Diagrama de Fluxo de Processo do Sistema Auxiliar de Compressão de Gás (I-DE-3010.62-11225-943-PPC-002)

▪ Sistema de *Flare* e *Vent*

A operação normal do FPSO P-50 não demandará o uso do *Flare*, que será restrito à despressurização do sistema, situações de emergência ou falha de equipamentos. O FPSO P-50 será equipado com 2 sistemas independentes, um operando à alta pressão e outro à baixa pressão, para coletar, através dos *vents*, e queimar adequadamente e com segurança o gás residual liberado das válvulas de segurança, válvulas de controle de pressão, válvulas *blowdown* (despressurização rápida), tubulações e equipamentos da planta de processo. Cada sistema está projetado para queima sob condição contínua ou emergencial.

O *Flare* é do tipo sônico, de baixa radiação, não-poluidor e com baixas emissões de NO_x. Este será localizado na proa do FPSO P-50, estando a uma altura de 115 metros, suficiente para garantir que o nível de radiação em pontos específicos do FPSO P-50 seja aceitável (em qualquer condição climática e operacional – vazão de gás, alta ou baixa pressão) para as pessoas e equipamentos. Cabe mencionar que, durante a definição do projeto da torre do *flare* (dimensões e localização), são realizados estudos para a dispersão atmosférica dos gases queimados identificando os níveis de temperatura e concentração de poluentes em diversos cenários (velocidade do vento, atmosfera instável e condição contínua de queima).

O sistema, constituído por dois subsistemas muito simples e independentes (de alta e de baixa pressão), possuirá um vaso para retenção de condensados para cada subsistema, e uma rede que conduz os gases a uma única torre inclinada, localizada na proa do navio, à boreste, onde os queimadores de alta e baixa pressão estão instalados. A Figura 3.2.3-i, a seguir, traz uma representação esquemática do sistema de *flare*.

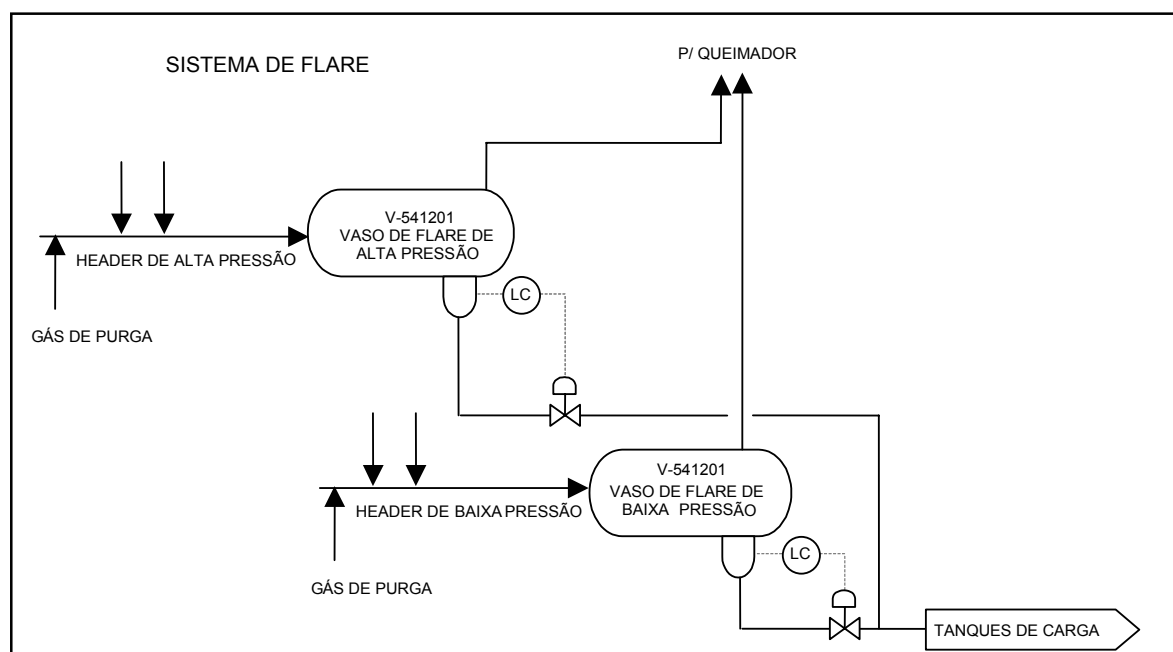


Figura 3.2.3-i. Fluxograma esquemático do Sistema de *Flare*
Fonte: PETROBRAS

O *Flare* é projetado de modo a ser capaz de queimar todo o gás produzido caso haja uma interrupção no processo de escoamento via gasodutos. Em operação normal ele funciona com uma vazão de apenas 2.400 Nm³/d, suficiente para manter os pilotos do *flare* acesos. No caso de parada da planta de processo, o gás existente nas linhas será despressurizado para ser queimado na tocha do *flare*, consistindo este procedimento em segurança do processo.

Verifica-se, portanto, que a quantidade de gás a ser queimada em operação normal será inferior a 1% do gás oriundo da planta de processamento. O Quadro 3.2.3-d apresenta valores para a quantidade de gás passível de ser queimada pelo sistema *flare* em condições contínua e emergencial.

Quadro 3.2.3-d Quantidade de gás passível de ser queimada pelo sistema *Flare*

| GÁS | CONDIÇÃO OPERACIONAL DE QUEIMA (Nm ³ /dia) | |
|---------------|---|-------------------|
| | CONTÍNUA | EMERGENCIAL (max) |
| Alta Pressão | 100.000 – 2.733.600 | 6.000.000 |
| Baixa Pressão | 10.000 – 170.000 | 182.955 |

Fonte: PETROBRAS

Obs.: Dados a 1 atm e 20°C

▪ Sistema de Geração de Energia

Parte do gás produzido no FPSO P-50 será utilizado na geração de energia. Desta forma, o FPSO contará com um Módulo de Geração (P05 A/B) composto por quatro turbogeradores de 23 MW, sendo que, no pico da geração de energia, poderão operar em conjunto até três geradores permanecendo o quarto em *stand-by*.

Os turbogeradores estão previstos para operar com gás combustível (preferencialmente) e diesel. Contudo, na partida da unidade de produção, será necessário o uso de diesel nos turbogeradores, até a estabilização da produção de gás.

O Módulo de Geração contará, ainda, com 1 gerador auxiliar (3 MW) que a priori alimentará o sistema da plataforma no período de pré-operação, previsto para dois meses.

Conforme mencionado anteriormente, o gás combustível será fornecido em duas especificações: alta pressão (3.530 kPa abs) e baixa pressão (785 kPa abs). Os principais consumidores de gás combustível de alta pressão serão basicamente os turbogeradores. O gás de baixa pressão será fornecido para o desaerador (tratamento de água para injeção), unidades de flotação, sistema de gás inerte, *flare*, e outros.

O consumo diário máximo de combustível pelos turbogeradores será de cerca de 395.000 m³ de gás natural e 156 toneladas de diesel. O Quadro 3.2.3-e apresenta o consumo estimado de gás combustível nos turbogeradores levando-se em consideração a curva de produção e a demanda elétrica do FPSO P-50.

Quadro 3.2.3-e. Consumo de Gás Combustível nos Turbogeneradores

| ANO | CONSUMO (Nm3/ano) | ANO | CONSUMO (Nm3/ano) |
|------|-------------------|------|-------------------|
| 2005 | 106.581.764 | 2015 | 142.109.019 |
| 2006 | 142.109.019 | 2016 | 142.109.019 |
| 2007 | 142.109.019 | 2017 | 106.581.764 |
| 2008 | 142.109.019 | 2018 | 106.581.764 |
| 2009 | 142.109.019 | 2019 | 106.581.764 |
| 2010 | 142.109.019 | 2020 | 106.581.764 |
| 2011 | 142.109.019 | 2021 | 106.581.764 |
| 2012 | 142.109.019 | 2022 | 106.581.764 |
| 2013 | 142.109.019 | 2023 | 106.581.764 |
| 2014 | 142.109.019 | 2024 | 106.581.764 |

Fonte: PETROBRAS

d Tratamento de Água para Injeção

Conforme apresentado na descrição geral deste empreendimento (item 3.1), será injetada água nos poços a fim de evitar que a pressão dos fluidos do reservatório caia abaixo da pressão de saturação. Utilizar-se-á água do mar que após devidamente tratada, será direcionada aos poços de injeção.

O tratamento da água a ser injetada consiste em se adequar as concentração de oxigênio e de sulfato, além do número de bactérias redutoras de sulfato – BRS. Uma vez presentes no reservatório, estes microorganismos utilizam óleo, sulfato e oxigênio em seu metabolismo formando de sulfeto (na forma de ácido, H_2S). Este composto é responsável por problemas de corrosão, incrustação e possível intoxicação de operadores. O Quadro 3.2.3-f apresenta a especificação da água a ser injetada no reservatório de Albacora Leste.

Quadro 3.2.3-f. Especificação da Água de Injeção para Albacora Leste

| PARÂMETRO | VALOR MÁXIMO |
|---|--------------|
| O ₂ dissolvido | 10 ppb |
| BRS (bactérias redutoras de sulfatos) planctônicas | 50 / ml |
| Bactérias totais | 5.000 / ml |
| Sulfatos na água | 100 ppm |
| Sulfetos solúveis | 2 ppm |
| Sólidos em suspensão (TSS) | 2 mg/l |
| Número de partículas com diâmetro maior que 5 μ | 10 / ml |

Conforme apresentado no fluxograma esquemático da Figura 3.2.3-j, o sistema de tratamento, capaz de prover água tratada numa vazão de até 35.000 m³/d (vazão máxima por poço de 3.800 m³/dia), consistirá por sistema de captação, filtros, uma coluna desaeradora, unidade de remoção de sulfatos, e um sistema de bombeamento para os poços de injeção.

A água do mar é captada a 30 metros de profundidade através de bombas submersas sendo clorada e filtrada para remoção de partículas maiores que 80 micra. Do filtro a água segue para a coluna Desaeradora onde a concentração de oxigênio é reduzida de 7,00 para 0,05 ppm através de injeção de gás combustível na base da coluna.

A água desaerada é coletada num vaso de retenção (integrado à coluna) onde sequestrante de oxigênio e biocida são dosados. Este sequestrante reduz a concentração de oxigênio dissolvido para menos de 10 ppb removendo ainda o cloro residual (o que protegerá as membranas da unidade de remoção de sulfato). O biocida juntamente com um bioagente inibidor de incrustação é injetado nas correntes de entrada e saída da coluna desaeradora.

Antes de ser direcionada para o sistema de injeção nos poços, a água desaerada deverá passar por duas unidades de remoção de sulfatos a fim de evitar a formação de incrustação por sulfato de bário e estrôncio no reservatório e no sistema de produção. A Planta de Dessulfatação a ser instalada deverá ter capacidade de tratamento de 46.000 m³/d (resultando numa vazão líquida de água tratada de 35.000 m³/d, com o restante da água concentrada em sulfato), sendo capaz de reduzir o teor de sulfatos na água para 100 ppm. Esta planta consistirá por unidades de nanofiltração, filtros do tipo cartucho, bombas e pontos de injeção de produtos químicos.

A água filtrada desaerada e com baixa concentração de sulfato é injetada nos poços por meio de bombas centrífugas de multi-estágio com pressão de descarga de 19.630 kPa.

O Quadro 3.2.3-g apresenta algumas características dos principais equipamentos que compõem o sistema de tratamento de Água de Injeção.

Quadro 3.2.3-g. Características dos equipamentos da planta de tratamento de Água para Injeção

| EQUIPAMENTO | TIPO | CAPACIDADE |
|---|---------------------------------|---|
| Filtros Água do Mar (4) | cesta | 1.954 m ³ /h diâmetro de partícula – 80 micra |
| Bombas de captação (4) | centrífuga | 1.800 m ³ /h |
| Unidade de remoção de sulfato | nanofiltração | 730 m ³ /h |
| Coluna Desaeradora | stripping a gás | 1.954 m ³ /h |
| Unidade de Bombeamento Bombas de injeção (3) | Centrífuga (alta velocidade) | 487 m ³ /h |

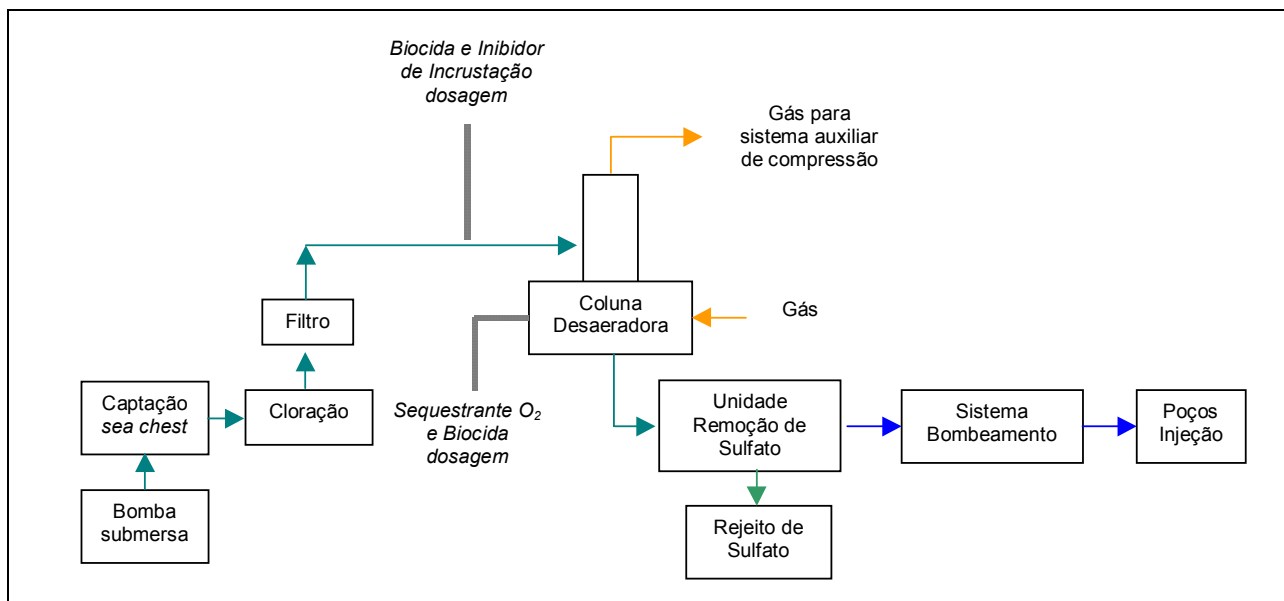


Figura 3.2.3-j. Fluxograma esquemático do tratamento de Água de Injeção

Fonte: PETROBRAS

e Sistema de Injeção de Produtos Químicos

O FPSO P-50 será equipado com um sistema de injeção de produtos químicos para óleo, gás, água produzida e água de injeção, o qual melhorará as condições operacionais dos equipamentos, linhas e dutos do sistema de produção.

O sistema será basicamente composto por tanques de armazenagem, bombas e tubulações para direcionar os produtos até os locais onde serão utilizados. No caso do FPSO P-50, a previsão de grande consumo desses produtos, fez com que fossem projetados tanques de armazenagem a serem instalados em um dos módulos do convés do navio com o objetivo de eliminar a movimentação de tambores.

A unidade de injeção de produtos químicos proverá o processo com os seguintes produtos (a serem armazenados nas Unidades Químicas localizadas no Módulo 6 do navio):

Etanol: é utilizado para inibir a formação de hidratos em dutos de gás, caso a unidade de desidratação apresente baixa eficiência. Há previsão de um consumo médio de 15.000 l/mês, sendo armazenado em quantidades médias de 75.000 litros.

Desemulsificante: é utilizado para auxiliar no processo de separação óleo/água e será empregado, somente, quando se iniciar a produção de água do reservatório. Será armazenado em quantidades médias de 45.000 litros, sendo estas suficientes para permitir sete dias de consumo, com base numa taxa de injeção de até 60 ppm. Este produto é injetado nas cabeças dos poços (através do umbilical), e a montante dos dois separadores de produção e do separador de teste (nome comercial: *SERVO CC 8283*).

Antiespumante: trata-se de um produto à base de silicone diluído em solvente, com alto ponto de fulgor. É utilizado para minimizar a formação de espuma, podendo ser injetado a montante do separador, no *header* de produção ou nos próprios poços (através do

umbilical). Serão armazenados, em média, 24.000 litros deste produto, de modo a permitir sete dias de consumo a uma taxa de injeção de 20 ppm.

Inibidor de Corrosão para Gás: produto líquido a base de aminas filmicas, voláteis, a ser utilizado em linhas de gás. Pode ser injetado através de bombas dosadoras, sendo pulverizado no gasoduto de exportação a uma dosagem entre 0,5 e 1,0 l/min, e/ou nos interestágios do compressor a uma dosagem indireta, que será função do residual do condensado retirado dos *scrubbers*. Serão armazenados em tanques de 24.000 litros (nome comercial: *BULAB 8060*).

Inibidor de Incrustação: é um polímero, desenvolvido para altas temperaturas, que previne a formação de incrustações de sulfato de bário e de estrôncio. É injetado através de bombas dosadoras nos *headers* de produção, diretamente nos poços (através do umbilical), ou a montante dos separadores de produção. Sua adição ao processo é recomendada a partir do início da produção de água para proteger o sistema. Será armazenado em quantidades médias de 24.000 litros, prevendo-se uma dosagem entre 15 e 20 ppm, dependendo das características da água de produção e das condições do processo (nome comercial: *NALCO EC 6356*).

Trietilenoglicol (TEG): utilizado como adsorvente para desidratação do gás movimentado. O produto será regenerado e reutilizado na própria unidade. Serão armazenados, em média, 2000 litros, nos próprios equipamentos da unidade de desidratação e 3.000 litros adicionais para eventuais reposições.

Polieletrólito: é um “quebrador” de emulsão inversa utilizado no tratamento da água produzida. É injetado nas linhas de saída de água dos separadores de produção, nos tratadores eletrostáticos e/ou a montante do flotador. Serão armazenados, em média, 18.000 litros deste produto, de modo a permitir sete dias de consumo, a uma taxa de injeção entre 20 e 60 ppm (nome comercial: *DISMULGAN V 3377*).

Bissulfito de Sódio: é um sequestrante de oxigênio. Será injetado, ininterruptamente, na água de injeção, a uma taxa entre 5 e 20 ppm, em condições normais de operação da unidade desaeradora. Serão armazenados, em média, 7.000 litros deste produto.

Glutaraldeído 50%: é um biocida a ser injetado a montante da desaeradora, uma vez por semana, durante 1 hora, a uma taxa de 500 a 1.000 ppm. Serão armazenados, em média, 10.000 litros deste produto.

Sal Quaternário de Amônio: este produto possui ação biocida e anti-espumante. Deverá ser injetado a jusante da desaeradora, numa dosagem contínua, a uma taxa de 5 a 20 ppm. Serão armazenados em tanques de 15.000 litros.

Inibidor de Corrosão: produto a ser adicionado, em batelada, ao sistema fechado de água quente. Serão armazenados 1.000 litros em média (nome comercial: *NALCO EC 1188 A*).

Monoetanolamina (MEA): utilizado na adsorção do CO₂ do gás movimentado. O produto será regenerado e reutilizado na própria unidade. Serão armazenados, em média, 2.000 litros nos próprios equipamentos da unidade de desidratação e 3.000 litros adicionais para eventuais reposições.

Os produtos químicos anteriormente listados que serão utilizados durante as atividades de produção de Albacora Leste são apresentados no Quadro 3.2.3-h a seguir. As fichas de segurança dos produtos listados (MSDS) são apresentadas no Anexo 2.

Quadro 3.2.3-h Produtos químicos a serem utilizados nas plantas de produção do FPSO P-50 - Albacora Leste (continua...).

| PRODUTO | NOME/TIPO | FUNÇÃO | PONTO DE INJEÇÃO | DOSAGEM (PPM)/ CONSUMO MÉDIO |
|---|---|--|---|---|
| Desemulsificante (Demulsifier) | SERVO CC8283 | Desemulsificante | Cabeças de poço (através dos umbilicais) e a montante dos dois separadores de produção e do separador teste | 60 ppm |
| Anti-espumante (Defoamer) | Aguarrás | Evitar a formação de espuma no óleo | Headers de produção, à montante do separador e nos próprios poços | 20 ppm |
| Inibidor de Incrustação (Scale Inhibitor) | NALCO EC 6356 A, polímero inibidor de incrustações de sulfato de bário e de estrôncio | Evitar a aderência dos cristais de incrustantes às paredes das tubulações, válvulas e equipamentos | Headers de produção e diretamente nos poços ou a montante dos separadores de produção | 15 a 20 ppm |
| Inibidor de hidratos de gás (Gas Hydrate Inhibitor) | Álcool Etilico Anidro Combustível (Etanol) | Evitar a formação de hidratos no gás | Headers de gás lift e de exportação de gás e sistema de gás combustível | Consumo médio de 15.000 L / mês |
| Inibidor de corrosão das linhas de gás | BULAB 8060, a base de aminas filmicas | Evitar corrosão nas linhas | Linhas de gás | Dosagem entre 0,5 a 1,0L/min |
| Biocida | Glutaraldeído 50% | Elimina microorganismos | Montante da desaeradora | 500 a 1000 ppm, uma vez por semana, durante 1 hora. |
| Dispersante / Biocida | Quaternário de Amônio | Elimina microorganismos | Jusante da desaeradora | 5 a 20 ppm |
| Polieletrólito | Quebrador de emulsão | utilizado no tratamento da água produzida | Linhas de saída de água dos separadores de produção e tratadores eletrostáticos e/ou a montante do flotor | 20 a 60 ppm |
| Sequestrante de Oxigênio (Oxygen Scavenger) | Bissulfito de Sódio | Removedor de oxigênio | Água de Injeção | 20 a 60 ppm |
| Inibidor de corrosão na água quente | NALCO EC 1188 A | Inibidor de corrosão e de depósitos | Sistema fechado de água quente | - |

Quadro 3.2.3-h Produtos químicos a serem utilizados nas plantas de produção do FPSO P-50 - Albacora Leste (continuação).

| PRODUTO | NOME/TIPO | FUNÇÃO | PONTO DE INJEÇÃO | DOSAGEM (PPM)/ CONSUMO MÉDIO |
|------------------------------------|---|--|-----------------------------|---|
| Adsorção de CO ₂ do gás | MEA | Adsorve o CO ₂ do gás movimentado | | |
| Desidratante | Trietileno Glicol 1,2-di-(2-hidroxietoxi)-etano | Desidratante de gás | Planta de Tratamento do Gás | Regenerado e reutilizado na própria unidade |

Fonte: PETROBRAS

3.2.4. Convés Principal

O convés principal é o convés de maior área no FPSO P-50. A partir dele foram feitos estudos para a conversão, principalmente com a estruturação dos *topsides*. Nesta área, será montada a estrutura que suportará todos os equipamentos da planta de processo. Os diversos módulos contidos no convés principal encontram-se descritos no Quadro 3.2.4-a a seguir.

Quadro 3.2.4-a. Módulos do Convés Principal

| MÓDULO | DESCRIÇÃO |
|---------------|---|
| P-01 A/B | Facilidades de Compressão de Gás |
| P-02 e 03 A/B | Facilidades de Processamento de Óleo e Gás |
| P-04 A/B | Facilidades de Coleta de Óleo |
| P-05 A/B | Facilidades de Geração Principal de Energia |
| P-06 | Facilidades de Utilidades Não Elétricas |
| P-07 | Facilidades de Tratamento e Injeção de Água nos Poços |
| P-08 | Facilidades de Distribuição de Energia Elétrica |
| P-09 | Facilidades de Alívio para o <i>Flare</i> |
| P-11 | Lança do <i>Flare</i> |
| P-12 | Estrutura de Suporte de Tubulações |

Neste convés ainda serão instalados o sistema de guindastes (para atendimento a operações de carga nos *decks* do FPSO), uma torre de telecomunicações (dimensões: 6,7 x 6,7 x 26 m), além do módulo de acomodações, salas de escritórios e Heliponto.

▪ Sistema de Guindastes

O número e a posição dos guindastes no FPSO P-50 são determinados pelo tamanho do convés bem como pela disposição (*layout*) dos diversos módulos nele contidos. Desta forma, três guindastes eletro-hidráulicos do tipo *pedestal crane* estão projetados (de

acordo com Especificação API 2C) para operar cargas de até 25 toneladas de/para uma embarcação de apoio distante próximo ao FPSO P-50 num raio operacional máximo de 45 metros. Na Figura 3.2-c anteriormente apresentada, pode-se observar com detalhes a localização dos guindastes no convés do FPSO P-50.

Entre os módulos P-01-B e P-02-B (boreste) será instalado um guindaste com lança treliçada com capacidade máxima do guincho principal de 25 toneladas a 36 metros (*offvessel*), podendo cobrir a área do convés principal para atendimento a cargas máximas de 10 toneladas. Este mesmo guindaste é provido de um guincho auxiliar (*whip hoist*) com capacidade máxima de 7,5 toneladas a 45 metros (*offvessel*).

Entre os módulos P-04-A e P-05-A (bombordo), bem como a ré do módulo P-06 (boreste) serão instalados 2 guindastes idênticos, um em cada ponto, com duas seções de lanças articuladas hidraulicamente, com capacidade máxima do guincho principal de 10 toneladas a 28 m (*offvessel*) e 45 m (*onvessel*).

O projeto de movimentação de carga prevê o uso preferencial dos guindastes de boreste para operação com embarcações depositando cargas nas áreas de descanso.

Haverá um sistema adicional para deslocamento de cargas ao longo do navio, através do uso de sistema de *trolleys* (um no nível do convés principal e outro na passagem abaixo do *pipe rack* da planta de processo) com acionamento diesel hidráulico além de um sistema de monovia.

Os guindastes serão ainda capazes de fazer mais de um movimento simultaneamente – rotacionar, controlar comprimento do “braço móvel” e acionar guincho principal ou auxiliar. Esses movimentos poderão ser feitos mesmo sob carga e velocidades máximas e nas piores condições meteorológicas.

Finalmente, os guindastes são projetados de modo que o operador possa a partir da cabine de controle realizar de forma segura as operações de (des)carregamento das embarcações de apoio, bem como operações restritas ao convés principal.

▪ Sistema de Drenagem

O projeto do FPSO P-50 prevê um dique de contenção ao longo da borda de todo o convés da unidade (antepara) direcionando a drenagem para o tanque de *slop* sujo.

Estão previstos, ainda, diques de contenção para as áreas de armazenagem e manuseio de produtos químicos (inclusive tambores instalados na planta). Esses diques deverão ser encaminhados para o sistema de drenagem aberta.

A área ao redor dos equipamentos em contato com hidrocarbonetos na planta de processamento será provida de um sistema de drenagem onde os resíduos oleosos seguem através de um coletor para o tanque de drenagem aberta.

Os equipamentos da planta de processamento possuem drenos os quais são direcionados ao sistema de drenagem fechada sendo encaminhados para o vaso *slop* para posterior reprocessamento na planta.

O sistema de drenagem aberta da planta é encaminhado através de coletores para o tanque de drenagem aberta do navio e de lá para descarte por *overboard*, após medição do TOG. Caso a concentração de TOG seja maior que 20 ppm, o efluente é direcionado para o tanque de *slop* limpo. Está prevista a retirada de óleo sobrenadante deste tanque, através de bombas e encaminhado de volta para o tanque de *slop* sujo.

O sistema de drenagem aberta da planta de processamento é totalmente independente do sistema de drenagem fechada, não havendo nenhuma interligação entre esses sistemas.

A Praça de Máquinas será provida por um sistema de drenagem que é direcionada para os tanques *bilge* e *sludge* e desses para o tanque de *slop* sujo.

O óleo sobrenadante dos tanques de *slop* (limpo e sujo) será encaminhado por bombeamento para a planta de processamento de óleo-gás enquanto que a fase aquosa será tratada em hidrociclone e filtro para posterior descarte por *overboard*, após medição de TOG.

▪ Superestrutura (acomodações)

O módulo de acomodação, também chamado de superestrutura, segue o procedimento usual em FPSOs, estando estrategicamente localizado próximo à popa do P-50, a área menos perigosa da plataforma, para que, em caso de acidentes no processamento da produção, possa ser utilizado como refúgio temporário. Este módulo é considerado bem protegido contra incidentes de processo, tais como fogo, explosão e ingresso de fumaça e gás, pois contará com os seguintes sistemas de emergência:

- Painéis de detecção de fogo e gás
- Sistema de controle de queda de energia e fontes de energia
- Meios de comunicação com terra, ar e outros navios
- Gerador de energia de emergência e painel de controle
- Aquecimento, ventilação e ar condicionado
- Botes salva-vidas e barcos de resgate
- Tomadas de ar com bloqueadores automáticos e detectores de fumaça

O módulo de acomodação possuirá capacidade para alojar 160 pessoas a bordo sendo que sua distribuição interna foi planejada de forma a proporcionar conforto e segurança para os tripulantes do FPSO P-50. Por esta razão, todas as cabines serão isoladas umas das outras.

Como pode ser observado em detalhes na Figura 3.2-c, o módulo de acomodação constituir-se-á de um prédio com 4 *decks* (além da cobertura) nos quais onde estarão localizados os seguintes compartimentos:

SALAS PARTICULARES (*decks* 3 e 4)

- ✓ Quartos particulares, cabines tipo A e B e quartos com banheiro particular

SALAS COLETIVAS (decks 1 e 2)

- ✓ Sala de recreação, cinema, sala de reunião, recepção, sala de palestras, sala de chegada e partida, estação de rádio remota 2, ginásio, biblioteca técnica, estação de telefone público, sala de café, sala de TV e vídeo, sala de estar, sala de vídeo game, sala de jogos, armário de sapatos, trocador, sala de música, sauna (banho de vapor) e banheiro.

SALAS DE CONTROLE

- ✓ Sala de controle central e estação de rádio remota 1, sala da equipe de telecomunicações e sala de rádio.

SALAS DE TRABALHO (decks 1 e 2)

- ✓ Escritórios, oficina mecânica e de solda, oficina de instrumentação/ eletricidade, cozinha, lavanderia, sala de ferramentas, sala de pintura, quiosque e laboratório.

ARMAZENAGEM (decks 1, 2, 3 e 4)

- ✓ Almoxarifado, sala de material limpo, sala de revestimento, sala de pintura, armazenamento de provisões e armários de itens variados.

SALAS DE MÁQUINAS

- ✓ Salas de baterias, sala de gerador de emergência e auxiliar e salas de bombas de incêndio.

OUTROS COMPARTIMENTOS

- ✓ Hospital e sala de espera e tratamento, sala de espuma, sala de armazenamento central de CO₂ e sala de utilidades.

■ **Heliponto**

Devido à distância entre o FPSO P-50 e a base de apoio, o embarque e o desembarque de operadores e demais tripulantes na P-50 será feito por meio de helicópteros. Desta forma, está prevista a instalação de um Heliponto, localizado, por razões logísticas e de segurança, na cobertura da superestrutura (acomodações), na da popa do FPSO P-50, conforme pode ser observado em detalhes na Figura 3.2-c anteriormente apresentada.

A localização do Heliponto considera, ainda, turbulências causadas pelo vento, incluindo a componente vertical da velocidade deste e as plumas quentes de gás provenientes do *flare* ou dos exaustores das turbinas.

O Heliponto está projetado de forma a atender a norma marítima NORMAN N01/2000 (Cap. 6 Regularização de Helipontos) quanto aos procedimentos operacionais (sistema de

comunicação, pessoal habilitado, sinalizações diurna e noturna apropriadas, etc). Durante as operações de pouso e decolagem deverá haver uma embarcação em estado de prontidão para resgate em caso de acidente, localizada a uma distância inferior a 5 milhas náuticas do FPSO. Na ausência desta, a tripulação de segurança da embarcação de salvamento da plataforma, ou de navio mercante, deverá ser colocada de prontidão de maneira a poder ser acionada imediatamente.

O Heliporto do FPSO P-50 está dimensionado para receber helicópteros como o Sikorsky S-61N, capaz de transportar cerca de 30 passageiros além de dois tripulantes. A Figura 3.2.4-a apresenta uma ilustração e foto do helicóptero Sikorsky modelo S-61N.



Figura 3.2.4-a Ilustração e foto do helicóptero Sikorsky S-61N