

### 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 Barracuda, Bacia de Campos, envolve uma unidade estacionária de produção do tipo FPSO (em inglês: *Floating, Production, Storage and Offloading*), denominada PETROBRAS 43 (P-43) e um sistema submarino composto pelas linhas de fluxo do processo (produção, injeção de gás *lift*, injeção de água e umbilicais) e estruturas submarinas (árvores de natal e PLEM - *Pipeline End Manifold*).

Também fazem parte deste processo as operações de transferência de óleo (*offloading*), as quais serão realizadas através de navios aliviadores, e as de gás, que serão realizadas através de gasoduto ligando a P-43 à Plataforma Namorado-1 (PNA-1).

Este sistema fará a coleta, processamento, armazenamento e exportação do óleo e do gás de Barracuda através do FPSO P-43, recebendo 20 poços de produção e 14 poços de injeção de água. A P-43 será ancorada em uma lâmina d'água de cerca de 800m e terá uma capacidade de processamento nominal de 150.000 bpd de líquido e 6.000.000 m<sup>3</sup>/dia de gás. A entrada em operação está prevista para meados de 2003, com perspectiva de operação até o ano de 2026.

Os fluxogramas apresentados na Figura 3.1-a e na Figura 3.1-b ilustram uma visão geral do sistema definitivo de produção de óleo e gás no campo de Barracuda. A partir destas figuras, segue uma breve descrição dos processos de produção, sendo que nos itens subsequentes encontra-se a descrição da P-43.

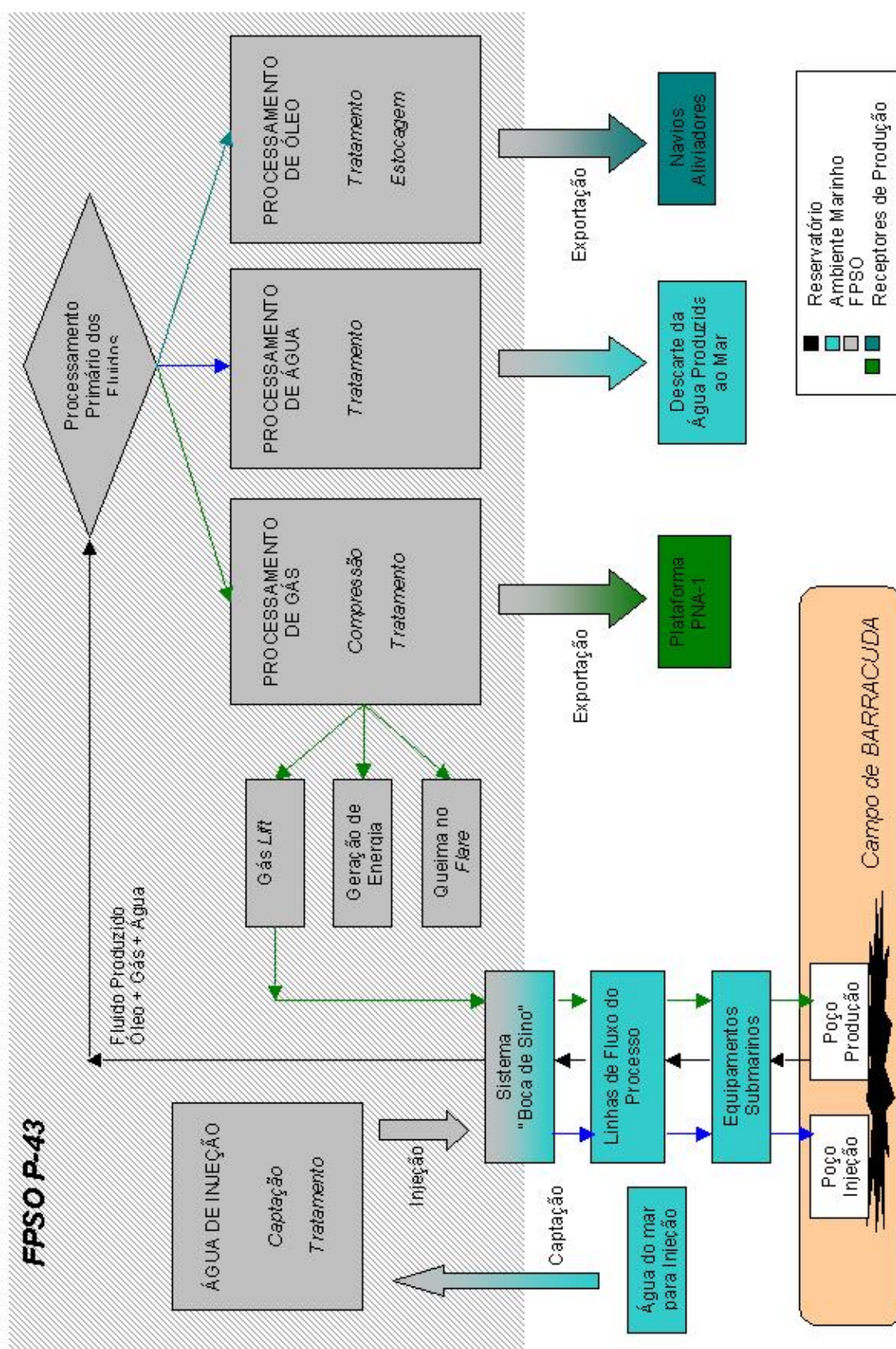


Figura 3.1-a. Diagrama de blocos simplificado das etapas de produção de óleo do campo de Barracuda.

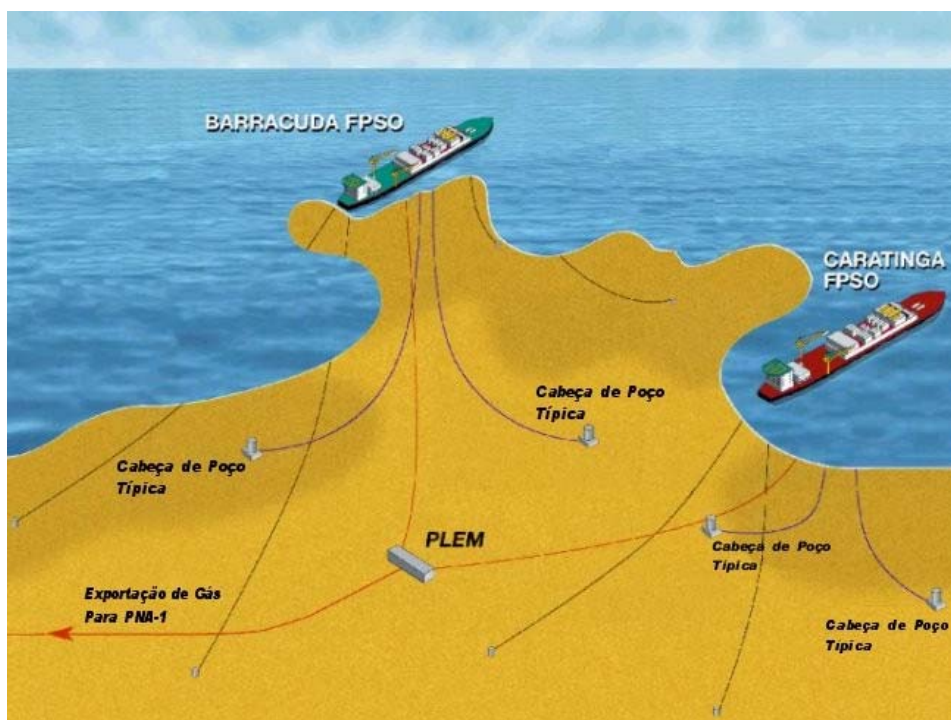


Figura 3.1-b. Ilustração Esquemática do Sistema Definitivo de Barracuda  
Fonte: PETROBRAS

Em virtude do reservatório estar em sua fase final de surgência (surgência de um reservatório é caracterizada quando sua pressão é suficientemente alta fazendo com que os fluidos nele contidos – óleo, gás e água, atinjam livremente a superfície) e visando também o aumento de produção, o projeto de desenvolvimento do campo de Barracuda prevê a utilização de técnicas de elevação artificial.

O projeto de desenvolvimento do campo de Barracuda 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. Além do *gás lift*, a outra técnica utilizada consiste na injeção de água do mar (fluido deslocante) no reservatório pelos 14 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.

Tendo-se conseguido obter a pressão necessária para deslocar os fluidos do reservatório até a superfície do assoalho marinho, torna-se possível escoá-los para o sistema submarino. Dessa forma, os fluidos passam primeiramente pela coluna de produção, chegando então à superfície do leito oceânico ao alcançar a cabeça dos poços, sendo por fim deslocados para as árvores de natal molhadas que ficam conectadas em cada cabeça de poço.

Todos os 20 poços de produção e apenas 4 poços de injeção serão ligados diretamente à unidade, enquanto o restante dos poços de injeção serão ligados ao FPSO P-43 em

configuração *piggyback* (dois poços de injeção interligados entre si, sendo um deles conectado diretamente ao FPSO P-43), conforme é ilustrado na Figura 3.1-c.

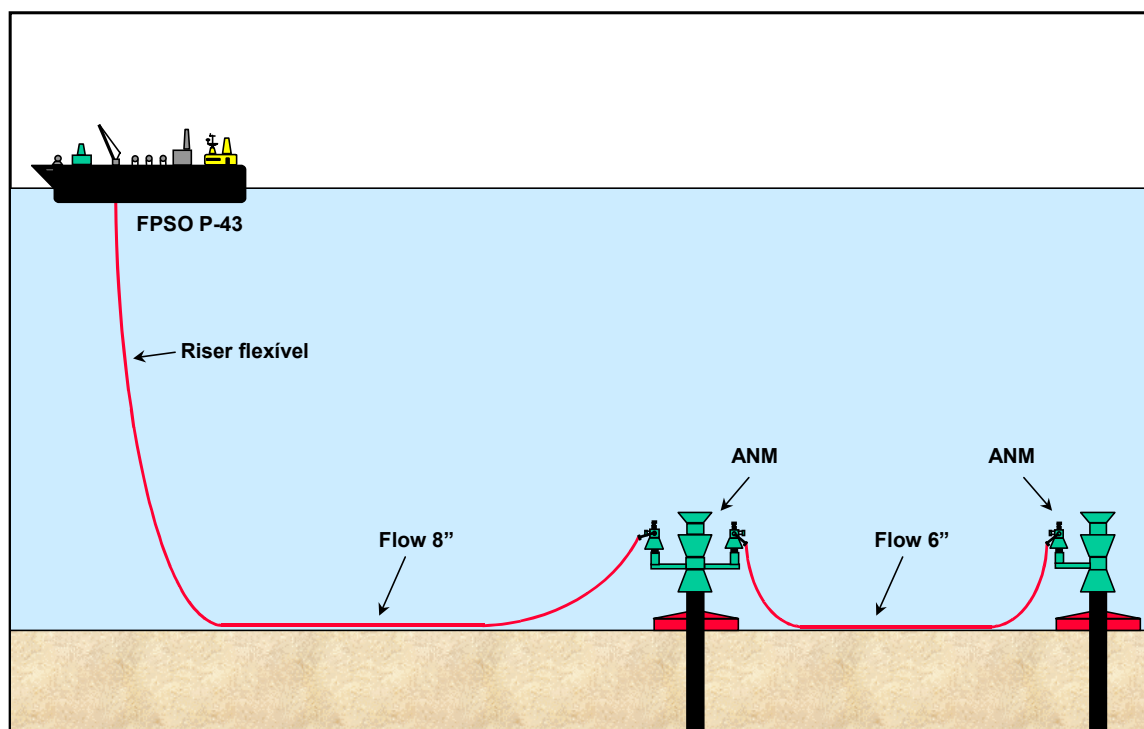


Figura 3.1-c. Ilustração da Estrutura Submarina das Atividades no campo de Barracuda  
Fonte: PETROBRAS

Os fluidos, em estado trifásico (água, gás e óleo), são deslocados dos poços no leito marinho para o FPSO P-43 através das linhas de produção (trechos *flowline* e *risers*).

A interligação entre o sistema submarino e a planta de processo do FPSO P-43 é através de um sistema chamado “boca de sino”. Os *risers* flexíveis são conectados às bocas de sino as quais estão conectadas ao *deck* de produção.

Assim, somadas às linhas de produção, estão ainda conectadas às “bocas de sino” as linhas de fluxo que levam insumos enviados da planta de processo do FPSO para os poços ou para o reservatório e a linha de exportação de gás ligada à Plataforma PNA-1.

Quando os fluidos da formação chegam ao FPSO P-43 para o processamento primário da produção, estes são, na verdade, uma mistura de frações gasosas, oleosas e aquosas. Como o interesse econômico é somente na produção de hidrocarbonetos, há a necessidade de equipamentos que permitam realizar basicamente os seguintes processos citados abaixo, descritos em detalhe no item 3.2.3.

- a separação do óleo, do gás e da água
- o tratamento dos hidrocarbonetos para:
  - transferência do óleo para os navios de exportação (aliviadores)
  - transferência do gás para a linha de exportação conectada à Plataforma PNA-1



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

### 3.2 DESCRIÇÃO DA UNIDADE FLUTUANTE DE PRODUÇÃO, ESTOCAGEM E TRANSFERÊNCIA DE ÓLEO (FPSO P-43)

O desenvolvimento do campo de Barracuda prevê a utilização de uma embarcação que conjuga atividades de produção dos fluidos do reservatório, de processamento primários da produção, de estocagem de óleo e de transferência de óleo e gás para unidades receptoras. 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 Stena Continent, o qual foi construído em 1975 pela companhia Concordia Maritime. A Figura 3.2-a ilustra o petroleiro e o seu processo de conversão ao FPSO P-43.



Figura 3.2-a. Foto do petroleiro Stena Continent sendo convertido ao FPSO P-43.  
Fonte: Offshore Technology ([www.offshore-technology.com](http://www.offshore-technology.com))

A conversão consiste em modificações que incluem primeiramente a remoção completa de todo sistema marítimo existente e das acomodações, a ser realizada em Cingapura pelo estaleiro Jurong. Em seguida, a conversão da embarcação será concluída no estaleiro Mauá Jurong, em Niterói, onde serão instalados os módulos da área de processamento da produção (*topsides*), equipamentos do sistema de ancoragem e de *offloading* e ainda novas acomodações. A Figura 3.2-b mostra de forma ilustrativa o projeto do FPSO P-43 convertido.



Figura 3.2.-b. Ilustração do FPSO P-43 convertido.

Serão apresentadas neste item as características gerais da embarcação, as estruturas da unidade e o detalhamento dos principais sistemas do FPSO P-43 (*manifold deck*, área de processamento da produção – *topsides*, convés principal, acomodações e heliponto). O Quadro 3.2.1-a apresenta as informações gerais da unidade de produção e na Figura 3.2.1-b pode ser observado o arranjo geral do FPSO P-43 a ser utilizado neste projeto.

Quadro 3.2-a. Principais características do FPSO P-43.

CARACTERÍSTICAS	DESCRIÇÃO
Nome	PETROBRAS 43
Tipo	Petroleiro convertido VLCC <sup>(1)</sup>
Ancoragem	<i>Spread Mooring System</i> ( 18 pontos de ancoragem)
Comprimento	337 metros
Largura	54,5 metros
Profundidade	27 metros
Calado da embarcação	21 metros
Capacidade total dos tanques	254.352 m <sup>3</sup> (1,6 milhões de barris)
Guindastes de convés	meia nau bombordo (25 toneladas) meia nau boreste (7,5 toneladas) proa (7,5 toneladas)
Heliponto	Adequado para helicópteros do porte do Sikorsky S61N
Geradores	Principal – 4 x 23 MW (diesel e gás) Auxiliar – 1 x 3.000 KW (diesel) Emergência – 1 x 1.200 KW (diesel)
Capacidade de Produção	34 Poços – 20 Produtores e 14 Injetores Processamento de Óleo – 24 mil m <sup>3</sup> /d (150 mil bpd) Injeção de Água – 40 mil m <sup>3</sup> /d Pressão de Injeção de Água – 20.695 kPa abs Trat. de Gás (sistema de compressão) – 6 milhões m <sup>3</sup> /d Pressão de Compressão de Gás – 20.695/17.753 kPa abs Sistema de Gás <i>lift</i> – 3 milhões m <sup>3</sup> /d Gás <i>lift</i> por poço – 150 mil m <sup>3</sup> /d
Alojamento	Acomodações para um total de 150 pessoas

1 – Very Large Crude Carrier

Figura 3.2.1-b. Arranjo Geral do FPSO P-43 (DE-FBV-V00-NA-1D10-101)



### 3.2.1. Casco

Um dos principais parâmetros a ser analisado para executar 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-43, tal como, estabilidade, peso morto e características hidrodinâmicas, requeridas pelas Sociedades de Classificação.

Convém mencionar que o projeto final do casco do FPSO P-43 considera o dano causado por fadiga no período de 20 anos de vida útil (excetuando períodos de *docking*) assim como no período operacional precedente da unidade como petroleiro.

Na análise estrutural, para avaliação das condições que o casco deve suportar, utilizou-se *softwares* que simulam efeitos não lineares, permitindo se chegar a previsões realísticas da ação da frequência de ondas, correntes e outras condições ambientais da Bacia de Campos.

Na conversão, 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 níveis de *stress* locais e globais na estrutura, assim como a avaliação de fadiga, de modo a garantir a vida útil necessária para a atividade de produção. O convés principal terá reforço nas estruturas da planta de produção, *pull-in*, 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 e temperatura mínima projetada. Nas novas estruturas instaladas, o projeto prevê o emprego de aço com Ponto de Rendimento (YP) igual ou superior a 355 N/mm<sup>2</sup>.

- Tanques

O FPSO P-43 tem uma capacidade de estocagem de óleo cru total de 254.352 mil m<sup>3</sup> (1,6 milhões de barris) contando com 14 tanques para óleo cru (4 centrais e 10 laterais), 2 tanques de rejeito (*slop* sujo e *slop* limpo), 2 tanques de óleo diesel na popa, 1 tanque de lastro, 1 tanque de Água Produzida e 1 tanque de Dreno Aberto. O arranjo dos tanques da unidade P-43 é ilustrada na Figura 3.2.1-a.

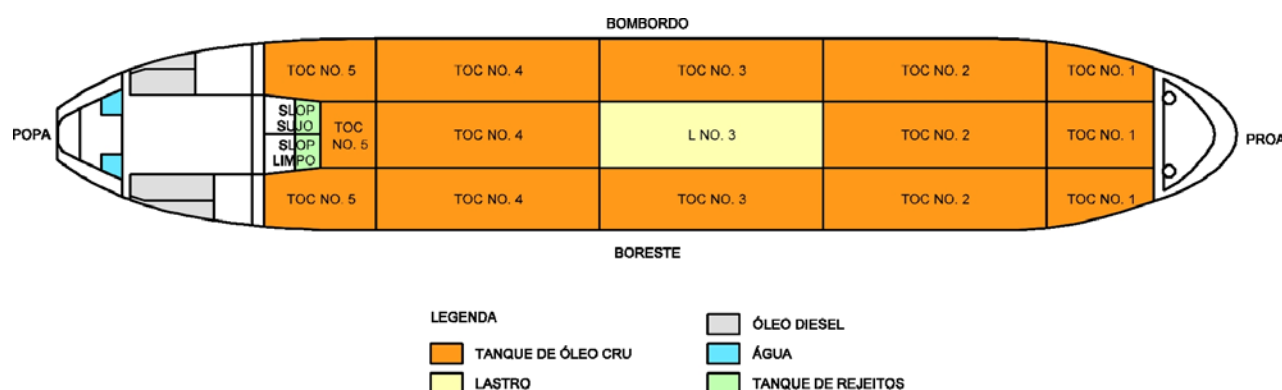


Figura 3.2.1-a. Identificação dos principais Tanques do FPSO P-43

O diesel destinado aos equipamentos, como os geradores, ficará armazenado nos tanques de óleo diesel. Os volumes dos tanques do FPSO P-43 encontram-se especificados no Quadro 3.2.1-a a seguir.

Quadro 3.2.1-a. Volume máximo e medidas de proteção dos tanques no FPSO P-43

TANQUE	VOLUME MÁXIMO (m <sup>3</sup> )	PROTEÇÃO CATÓDICA Anodos
<b>Óleo Cru – Centrais (total – 90.792 m<sup>3</sup>)</b>		
TOC No 1	16.183	Zinco
TOC No 2	33.161	Zinco
TOC No 4	33.161	Zinco
TOC No 5	8.287	Zinco
<b>Óleo Cru – Laterais (total – 229.554 m<sup>3</sup>)</b>		
TOC No 1 (bombordo/boreste)	2 x 11.004	Zinco
TOC No 2 (bombordo/boreste)	2 x 30.635	Zinco
TOC No 3 (bombordo/boreste)	2 x 30.794	Zinco
TOC No 4 (bombordo/boreste)	2 x 30.311	Zinco
TOC No 5 (bombordo/boreste)	2 x 12.033	Zinco
<b>Rejeito</b>		
Slop sujo	3.592	Zinco
Slop limpo	3.592	Zinco
Água Produzida	575	Zinco
Dreno Aberto	575	Zinco
Água de Lastro (Central L No 3)	33.161	Alumínio
Óleo Diesel (bombordo/boreste)	2 x 1.260	Zinco

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. Algumas das medidas empregadas para proteção dos tanques mencionadas neste item, estão discriminadas no quadro anterior 3.2.1-a.

Todos os tanques possuem sistemas medidores de nível do tipo radar que podem ser continuamente monitorados. 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 resíduos. Esse sistema funcionará continuamente durante as operações de transferência de óleo e durante limpeza dos tanques de forma a manter uma pressão constante nos mesmos.

Os tanques de carga (óleo cru) e lastro terão acessos que permitirão inspeção interna quando estiverem vazios, mas não mais do que uma vez por ano pelos primeiros cinco anos. Os tanques de lastro sofrerão troca de água periódica para prevenir o desenvolvimento de bactérias, evitando danos ao sistema de revestimento.

O FPSO P-43 também conta com um sistema de limpeza que funcionará a partir de máquinas posicionadas nos tanques de carga. As tubulações dos tanques de carga, lastro e resíduos são tubulações individualizadas e dedicadas para direcionar os fluidos para cada um desses tanques, dessa forma evitando contato entre os fluidos. O arranjo das tubulações foi estabelecido também de forma a permitir que possam ser realizadas operações simultâneas ao carregamento de qualquer tanque e a exportação em outro; assim como transferência de carga de um dos tanques para outro enquanto o carregamento continua em um terceiro.

### **3.2.2. Manifold Deck**

O *manifold deck* é a área do convés do FPSO P-43 onde se encontram os *manifolds* de produção, gás *lift* e água de injeção, lançadores e receptores de *pig*, além do sistema de conexão (“boca de sino”) das linhas flexíveis (*risers*) com o FPSO P-43.

Conforme foi mencionado na Descrição Geral do Processo deste RAA (item 3.1), a interligação entre o sistema submarino e a planta de processo do FPSO P-43 é realizada pelas “bocas de sino”. 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-43 para os poços ou para o reservatório, além da linha de exportação de gás.

A “boca de sino” é um equipamento destinado a possibilitar que a conexão de uma linha flexível, denominada *riser*, proveniente do leito marinho, possa ser feita em algum ponto localizado na estrutura do FPSO situado acima do nível do mar.

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 meios de eixos, em torno dos quais

podem girar. O dispositivo de acoplamento compreende uma guia, denominada de capacete cônico, e um enrijecedor de curvatura, que são mantidos interligados por meio de elementos de ligação a estrutura da linha flexível *riser*. A Figura 3.2.2-a ilustra o sistema de conexão “boca de sino”.

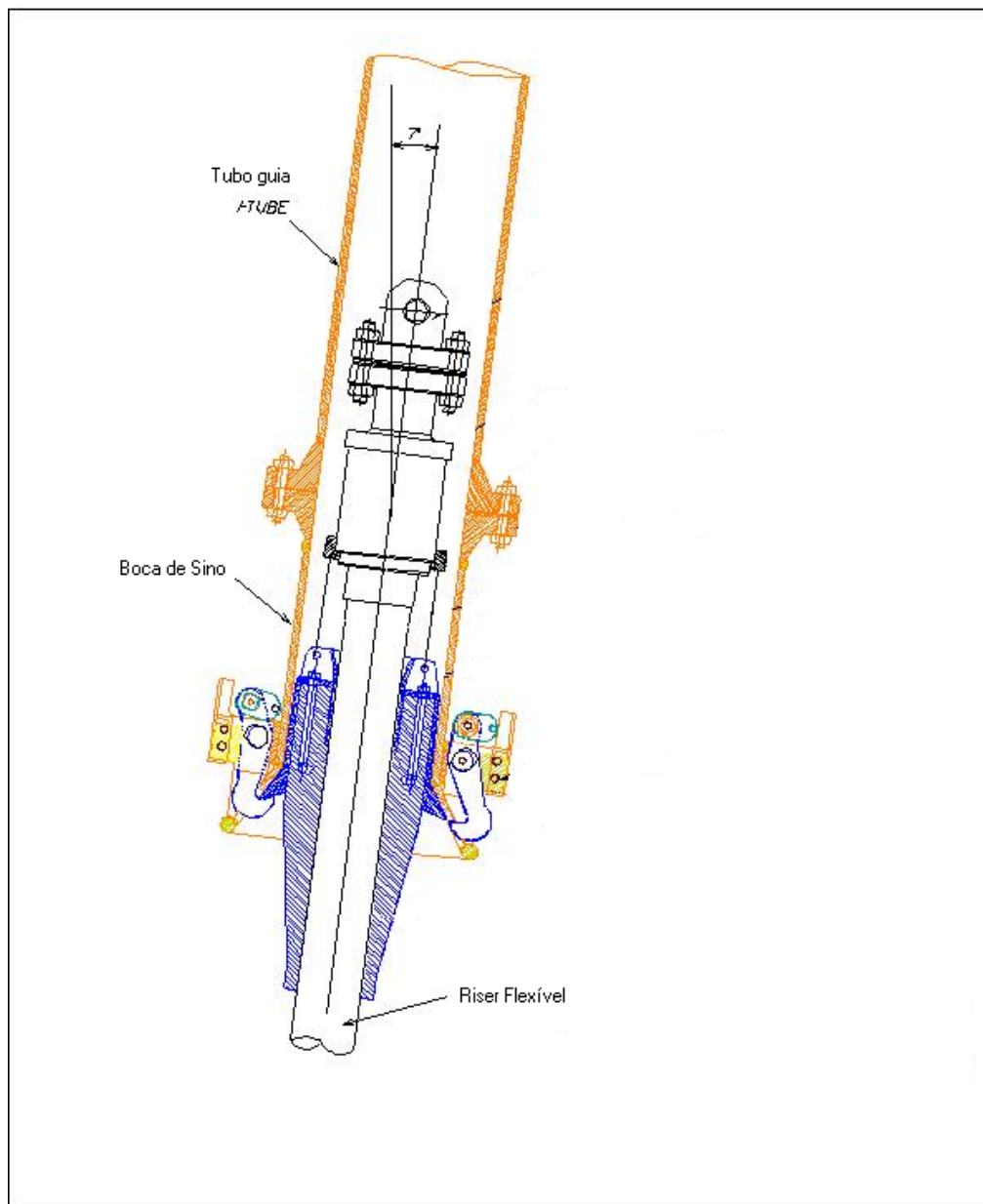


Figura 3.2.2-a. Ilustração esquemática da conexão “Boca de Sino” no FPSO P-43

Os *risers* flexíveis são fixados nas bocas de sino que se encontram na extremidade inferior dos *I-tube*, sistema composto por tubos-guia que mantém os *risers* flexíveis suspensos na lateral do FPSO P-43. A extremidade superior do *I-tube* por sua vez é fixada no *deck* de conexão dos *risers* (*riser connection deck*). Todas as conexões são projetadas de forma a suportar as cargas verticais dos *risers*.

Os *manifolds* são estruturas para onde convergem as linhas de fluxo dos poços para o FPSO P-43 ou do FPSO P-43 para o exterior. São dotados de válvulas para controle do fluxo das correntes que chegam e saem do próprio. Nos *manifolds* encontram-se os

*headers* (2 principais e 1 de teste), conjunto de tubulações visando alinhamento, os quais são providos de sistemas de injeção de produtos químicos que auxiliam os processos de produção subsequentes.

O *manifold* de produção combina a vazão e a pressão dos diversos poços de produção para a entrada da planta de produção. As linhas de produção estarão conectadas aos manifolds de produção pelos *headers* (2 de produção e 1 de teste), instalados no convés à bombordo da unidade. Estes *headers* estão providos com 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 de forma geral.

O *manifold* de gás *lift* fornecerá gás *lift* para os poços de produção interligados à P-43. 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*) a serem instaladas nos limites da Unidade 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 queimadores e *boilers*, serão do tipo gaveta, acionamento por conduíte, abertura plena, selagem metal-metal antifogo e duplo bloqueio.

Com relação às operações de *pig* (a serem descritas no item 3.3.1-a deste RAA), cada poço de produção e injeção estará provido de um receptor de *pig*.

### 3.2.3. Área de Processamento da Produção (*Topsides*)

Os recursos dispostos na área de processamento são necessários para a separação inicial dos fluidos advindos dos poços. Esta área é dividida em diversos módulos, que são dispostos de acordo com a sequência lógica do processamento dos fluidos da formação. Os equipamentos de processo estarão localizados em áreas expostas e abertas do convés à ventilação natural.

A planta de processamento primário dos fluidos produzidos no campo de Barracuda é considerada sofisticada sendo capaz de promover a separação do óleo, gás e água bem como o condicionamento e 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 RAA). A Figura 3.2.3-a ilustra o *lay-out* da planta de produção do FPSO P-43. 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-43



Figura 3.2.3-b. Fluxograma simplificado da planta de produção do FPSO P-43

## 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, utiliza-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, o que proporciona condições para que ocorra a coalescência e posterior sedimentação gravitacional) é realizada pela ação de calor, eletricidade e adição de produtos chamados desemulsificantes.

A Figura 3.2.3-c apresenta o Diagrama de Fluxo do Processo do FPSO P-43 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
Pré-aquecedor	Casco e tubo	13,4x10 <sup>6</sup> W
Aquecedor	Casco e tubo	25,4x10 <sup>6</sup> W
Separador de Produção	Horizontal	12.000 m <sup>3</sup> /dia
Separador de Teste <i>Start-up well</i>	Horizontal	3.000 m <sup>3</sup> /dia
Tratador de Óleo	Desidratador Eletrostático	12.000 m <sup>3</sup> /dia
Resfriador de Óleo <i>Oil Cooler</i>	Trocador de placas	6,46 x10 <sup>6</sup> W
Separador Atmosférico	Horizontal	12.000 m <sup>3</sup> /dia

Conforme pode ser verificado nesta Figura, a planta de processo do FPSO P-43 é baseada em separadores horizontais (produção e atmosférico) e desidratadores eletrostáticos. A planta possui dois trens de produção, cada um contendo sequencialmente os permutadores (pré-aquecedor e aquecedor), separador de produção, tratador de óleo, resfriador de óleo e separador atmosférico (*surge tank*).

A desestabilização de emulsões pela ação do calor é realizada pelos Aquecedores de Produção (água quente/óleo produzido) precedidos pelos Pré-Aquecedores (óleo produzido/água produzida) cuja função é reduzir a carga de aquecimento dos aquecedores principais além de limitar a temperatura de descarte da água produzida em

40° C. É ainda injetado produto químico tipo desemulsificante a montante dos separadores a fim de auxiliar na desestabilização da emulsão.

O óleo separado segue para os Desidratadores Eletrostáticos onde é realizada a máxima separação de salinidade e conteúdo de água (BSW) presentes no mesmo. O óleo desidratado é resfriado no *Oil Cooler* por água do mar. O óleo é então estabilizado nos Separadores Atmosféricos (onde são removidos traços de gás) seguindo por gravidade para os tanques de carga para armazenamento e posterior transferência (*offloading*).

A planta de produção possui ainda um Separador de Teste (*start-up well*) precedido também por um Aquecedor. Este separador bifásico é utilizado nas operações de abertura ou verificação de vazão de um poço específico.

Figura 3.2.3-c Diagrama de Fluxo de Processo para o Processamento de Óleo  
(I-DE-FBT-1223-PR-P.10-001)

## b Tratamento de Água Produzida

O tratamento da água oleosa proveniente dos separadores de produção e desidratadores eletrostáticos tem por finalidade recuperar parte do óleo nela presente em emulsão e condicioná-la para descarte.

O sistema de tratamento desta água produzida, cuja capacidade máxima é de 20.000 m<sup>3</sup>/dia, consiste no processamento por meio de hidrociclones e flotadores – processos de separação mais utilizados pela indústria do petróleo atualmente.

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.

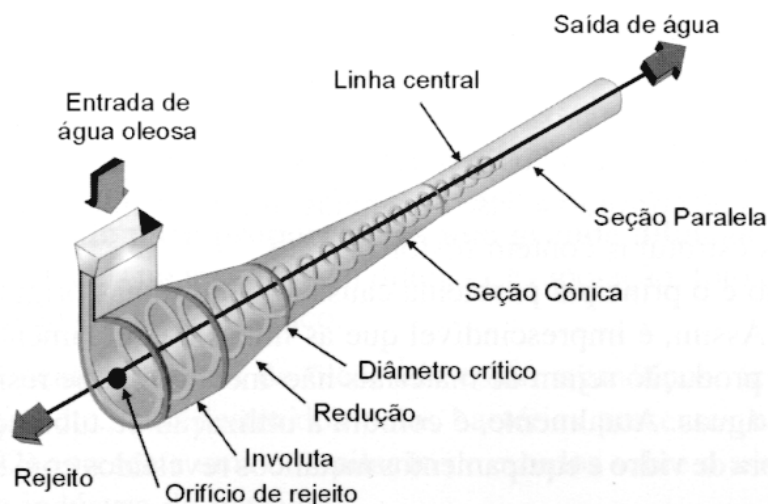


Figura 3.2.3-d. Exemplo esquemático do funcionamento de um hidrociclone.  
Fonte: Thomas, 2001

A flotação procura recuperar o resíduo de óleo através de separação gravitacional com auxílio de gás de baixa pressão proveniente do sistema de gás combustível (ver Processamento de Gás), que é borbulhado no fundo do vaso flotador. 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.

Conforme pode ser verificado na área azul da Figura 3.2.3-b, a água tratada nos hidrociclones, após ser resfriada a 40°C, é enviada às unidades de flotação (flotadores do tipo verticais) onde a concentração de óleo final é mantida abaixo dos 20 ppm. A água produzida fora destas especificações é enviada para o tanque *slop* sujo.

Por fim, a água tratada proveniente dos flotadores é enviada para o tanque de água produzida onde futuramente é descartada ao mar.

O óleo separado nos hidrociclones e flotadores, assim como o proveniente dos drenos fechados, será enviado ao vaso *slop*, de onde será bombeado de volta para a planta de processo.

### 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 na compressão e desidratação.

O processamento do gás de alta pressão consiste no direcionamento para unidades de compressão (três) sendo que cada uma é baseada em três compressores (cada compressor correspondendo a um estágio de compressão) os quais elevarão a pressão de 951 kPa abs para 17.751 kPa abs. As três unidades serão capazes de processar juntamente uma vazão total máxima de 6.000.000 m<sup>3</sup> 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 estágios de compressão do gás através de um sistema fechado de água doce.

Após o segundo estágio de compressão, o gás é enviado à unidade de desidratação para remoção de água. Esta unidade consiste de uma coluna de absorção à base de TEG (trietileno glicol – substância com caráter hidrófilo) além de um sistema de regeneração de TEG. A remoção de água visa evitar corrosão das paredes dos gasodutos e demais equipamentos além de evitar a formação futura de hidratos nos gasodutos.

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 para PNA-1 através do gasoduto rígido.

No sistema de gás combustível, o gás será fornecido em duas especificações: alta pressão (3.530 kPa abs) e baixa pressão (445 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, sistema de injeção de produtos químicos e *flare*.

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) e o do separador de teste (quando for testado poço com baixa pressão). O sistema de compressão auxiliar está projetado para comprimir 230.000 m<sup>3</sup>/dia (a 20°C e 101,3 kPa) de 108 kPa abs até 1.079 kPa abs. As Figuras 3.2.3-e e 3.2.3-f 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-b resume os tipos e capacidades dos principais equipamentos da planta de processamento de gás (sistemas principal e auxiliar).

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

EQUIPAMENTO	TIPO	CAPACIDADE (a 20C e 101,3 kPa abs)
<b>Sistema Principal – 3 estágios</b>		
Compressores (3)	centrífugo	2.400.000 m <sup>3</sup> /d
Resfriador – 1° estágio (3)	Casco e tubo	4,09x10 <sup>6</sup> W
Resfriador – saída do 1° estágio (3)	Casco e tubo	6,33x10 <sup>6</sup> W
Resfriador – 2° estágio (3)	Casco e tubo	5,57x10 <sup>6</sup> W
Resfriador – descarga (3)	Casco e tubo	7,72x10 <sup>6</sup> W
Vaso – entrada do 1° estágio (3)	vertical	2.400.000 m <sup>3</sup> /d
Vaso – descarga do 1° estágio (3)	vertical	2.400.000 m <sup>3</sup> /d
Vaso – descarga do 2° estágio (3)	vertical	2.400.000 m <sup>3</sup> /d
Torre Contactora – TEG	vertical	2.400.000 m <sup>3</sup> /d
<b>Sistema Auxiliar – Booster</b>		
Compressores (2)	parafuso	260.000 m <sup>3</sup> /d
Resfriador – Sucção de gás de baixa pressão	Casco e tubo	1,20x10 <sup>6</sup> W
Vaso – Sucção de gás de baixa pressão	vertical	260.000 m <sup>3</sup> /d
Pré-Aquecedor – entrada do compressor	Casco e tubo	0,13x10 <sup>6</sup> W
Vaso de Gás Comprimido (2)	vertical	260.000 m <sup>3</sup> /d
Filtro – saída do compressor (2)	cartucho	260.000 m <sup>3</sup> /d

Figura 3.2.3-e. Diagrama de Fluxo de Processo do Sistema Principal de Compressão de Gás (I-DE-FBT-1223-PR-P.10-002)

Figura 3.2.3-f. Diagrama de Fluxo de Processo do Sistema Auxiliar de Compressão de Gás (I-DE-FBT-1223-PR-P.10-003)

#### ▪ Sistema de *Flare*

Com relação ao *flare*, o FPSO P-43 será equipado com 2 sistemas independentes, um operando à alta pressão e outro à baixa pressão, para coletar e queimar adequadamente e com segurança o gás residual liberado das válvulas de segurança, válvulas de controle de pressão, válvulas *blowdown* (despressurização rápida), tubulações, etc. Cada sistema está projetado para queima sob condição contínua ou emergencial.

O *Flare*, do tipo sônico e de baixa radiação, estará localizado na proa do FPSO P-43 estando numa altura suficiente de modo a garantir que o nível de radiação em pontos específicos do FPSO P-43 seja aceitável (em qualquer condição climática e operacional – vazão de gás, alta ou baixa pressão). 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 mostrando os níveis de temperatura e concentração de poluentes em diversos cenários (velocidade do vento, atmosfera instável e condição contínua de queima).

O Quadro 3.2.3-c apresenta valores para a quantidade de gás passível de ser queimada pelo sistema *flare*.

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

GÁS	CONDIÇÃO OPERACIONAL DE QUEIMA (m <sup>3</sup> /dia)	
	CONTÍNUA	EMERGENCIAL
Alta Pressão	100.000 – 3.000.000	6.000.000 (máx)
Baixa Pressão	36.930 – 230.000	267.200

Fonte: PETROBRAS

Obs.: Dados a 1 atm e 20°C

Conforme pode ser verificado no Quadro 3.2.3-d a seguir, a quantidade estimada de gás a ser queimada no *flare* ao longo do desenvolvimento do campo de Barracuda será cerca de 5% da quantidade produzida.

Quadro 3.2.3-d. Queima diária de gás estimada no *flare* para Barracuda (em mil m<sup>3</sup>/dia)

Ano	Produção	<i>flare</i> Baixa	<i>flare</i> Alta	Total <i>flare</i>	% queima
2003	274,6	82,4	54,9	137,3	50,0
2004	1360,8	125,1	83,4	208,5	15,3
2005	1748,9	107,4	71,6	179	10,2
2006	1662,7	49,7	33,1	82,8	5,0
2007	1433,0	43,3	28,9	72,2	5,0
2008	1235,1	37,4	24,9	62,3	5,0
2009	1038,7	31,4	21,0	52,4	5,0
2010	953,3	28,8	19,2	48	5,0
2011	846,4	25,5	17,0	42,5	5,0
2012	726,8	21,8	14,6	36,4	5,0
2013	636,5	19,1	12,7	31,8	5,0
2014	567,1	17,0	11,3	28,3	5,0
2015	513,3	15,3	10,2	25,5	5,0
2016	471,2	13,4	8,9	22,3	4,7
2017	446,3	12,8	8,5	21,3	4,8
2018	421,4	12,0	8,0	20	4,7
2019	398,6	11,4	7,6	19	4,8
2020	376,4	10,8	7,2	18	4,8
2021	357,2	10,3	6,9	17,2	4,8
2022	328,4	9,9	6,6	16,5	5,0
2023	315,3	9,6	6,4	16	5,1
2024	306,1	9,3	6,2	15,5	5,1
2025	295,8	8,9	6,0	14,9	5,0

Fonte: PETROBRAS

Obs.: Estes dados não incluem os poços da área do RJS-381

#### d Tratamento de Água para Injeção

Conforme apresentado na descrição geral deste empreendimento (item 3.1), será injetada água em alguns poços do reservatório a fim de aumentar-se a produção. Utilizar-se-á água do mar que após ser devidamente tratada, será direcionada aos poços de injeção.

O tratamento consiste em se adequar a concentração de oxigênio (menor que 0,05 ppm) e o número de bactérias redutoras de sulfato – BRS. Uma vez presentes no reservatório, estes microorganismos utilizam óleo, sulfato e oxigênio em seu metabolismo com subsequente formação de sulfeto (na forma de ácido, H<sub>2</sub>S), responsável por problemas de corrosão, incrustação e possível intoxicação de operadores.

Conforme está apresentado no fluxograma esquemático da Figura 3.2.3-g e detalhado no diagrama de fluxo de utilidade (*sea water system*) da Figura 3.2.3-h, o sistema de tratamento, capaz de tratar uma vazão de até 40.000 m<sup>3</sup>/d, consistirá por um filtro, um trocador de calor, uma coluna desaeradora, pontos de injeção de produtos químicos (biocida, biodispersante e sequestrante de oxigênio) e uma unidade de bombeamento para os poços de injeção.

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

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

EQUIPAMENTO	TIPO	CAPACIDADE
Filtros Água do Mar (4)	cesta	Diâmetro de partícula 500 nm
Bombas de captação (4)	centrífuga	1.800 m <sup>3</sup> /h
Trocador de Calor (2)	placas	36,5 x 10 <sup>6</sup> W (sistema classificado) 18,0 x 10 <sup>6</sup> W (sist. não-classificado)
Pré-Filtro	cartucho	1.667 m <sup>3</sup> /h diâmetro de partícula – 80 micra
Coluna Desaeradora	vertical	1.667 m <sup>3</sup> /h
Unidade de Bombeamento Bombas de injeção (3)	Centrífuga (alta velocidade)	556 m <sup>3</sup> /h

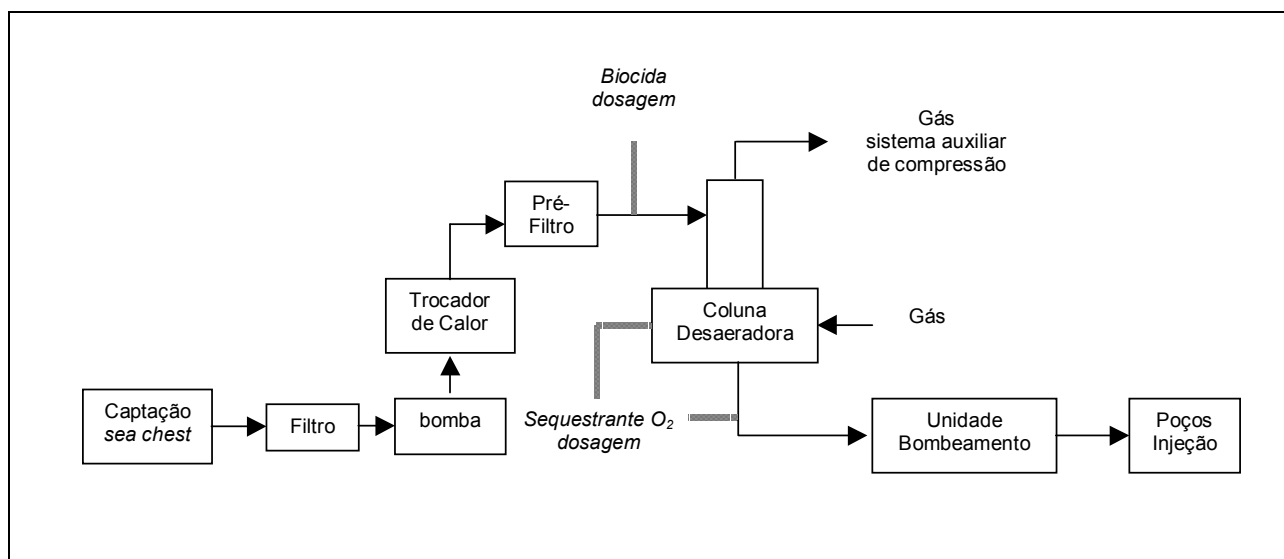


Figura 3.2.3-g Fluxograma esquemático do tratamento de Água de Injeção



Figura 3.2.3-h Diagrama de fluxo de processo para o Tratamento de Água para Injeção (I-DE-FBT-5111-PR-P.10-001)

## e Sistema de Injeção de Produtos Químicos

O FPSO P-43 será equipado com um sistema de injeção de produtos químicos para óleo, gás e água, o qual melhorará as condições operacionais dos equipamentos, linhas e dutos do sistema de produção.

A unidade de injeção de produtos químicos para óleo e gás proverá o processo com produtos tais como desemulsificantes, antiespumantes, inibidor de incrustação, inibidor de corrosão para gás, inibidor de hidrato para gás e polieletrólito (tratamento de água oleosa produzida).

A unidade de injeção de produtos químicos para água proverá o sistema de tratamento de água para injeção nos poços com produtos tais como sequestrante de oxigênio, biocida e biodispersante.

### 3.2.4. Convés Principal

O convés principal é o convés com maior área no FPSO P-43. A partir dele foram feitos estudos para a conversão, principalmente com a estruturação dos *topsides*. Acima do convés principal, e suportado pelo mesmo, situam-se os módulos de processamento e o módulo de acomodação e abaixo deste situam-se os tanques.

No convés principal são armazenados e movimentados os equipamentos, quando removidos pelos guindastes dos barcos de apoio e durante movimentação interna no FPSO P-43, em áreas específicas conhecidas como áreas de descanso – *laydown areas*.

O número e a posição dos guindastes no FPSO P-43 é determinado pelo tamanho do convés bem como a disposição (*layout*) dos diversos módulos nele contidos. Desta forma, três guindastes eletro-hidráulicos do tipo *pedestal crane* (um meia nau bombordo – 25 toneladas, um meia nau boreste – 7,5 toneladas e o terceiro na proa – 7,5 toneladas) estão projetados (de acordo com Especificação API 2C) para operar cargas de até 25 toneladas de/para uma embarcação de apoio distante a 25 metros do FPSO P-43. Na Figura 3.2.1-b anteriormente apresentada, pode-se observar com detalhes a localização dos guindastes no convés do FPSO P-43.

Os guindastes serão capazes de cobrir a área exposta do convés (des)carregando no mínimo 10 toneladas em seu maior alcance. Serão capazes de fazer mais de um movimento simultaneamente – rotacionar, controlar comprimento do “braço móvel” e acionar guincho principal ou auxiliar. O movimento rotacional completo de 360° será feito em no máximo 45 segundos.

### 3.2.5. Superestrutura (acomodações)

O módulo de acomodação, também chamado de superestrutura, encontra-se localizado próximo à popa do FPSO P-43, estrategicamente situado na área menos perigosa da

plataforma para que, em caso de acidentes no processamento da produção, esse módulo seja utilizado como refúgio temporário. Este módulo é considerado bem protegido contra incidentes de processo, incluindo fogo, explosão e ingresso de fumaça e gás, pois conta com sistemas de emergência, os quais incluem:

- 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 possui capacidade para alojar 150 pessoas a bordo sendo que sua distribuição interna foi planejada de forma a proporcionar conforto e segurança para os tripulantes do FPSO P-43. Por esta razão, todas as cabines são isoladas umas das outras.

Como pode ser observado em detalhes na Figura 3.2.1-b anteriormente apresentada, o módulo de acomodação constitui-se de um prédio com sete *decks* nos quais estão localizados os seguintes compartimentos:

- Salas privativas
  - Cabines, quartos privativos
- Salas coletivas
  - *Messroom*
  - Sala de reunião
  - Cinema
  - Ginásio
  - Biblioteca
  - Estações de telefone
  - Sala TV/Vídeo
  - Sala de jogos / video-game
  - Sala de descanso
  - Banheiros
  - Vestiário
  - Sala de música
  - Sauna
- Estações de controle
  - Sala de controle central e estação de rádio
  - Sala de telecomunicações
- Salas de trabalho
  - Escritórios
  - Salas para *workshop* (mecânica e elétrica/instrumentação)
  - Laboratório

- Sala de ferramentas
- Sala de treinamento
- Cozinha
- Lavanderia
  
- *Stores*
  - Armazém
  - Depósito de material limpo
  - Depósito de tintas
  - Depósito de provisões
  
- Salas de máquinas
  - Gerador de emergência
  - Sala de baterias
  - Sala de bombas de combaté à incêndio
  
- Área de antenas
  
- Outros compartimentos
  - Hospital, sala de espera e recuperação
  - Sala de recursos para combate a incêndio (cilindros CO<sub>2</sub>, tanques de espuma, etc)
  - Sala de utilidades

### 3.2.6. [Heliponto](#)

Devido à distância do FPSO P-43 em relação à base de apoio, o embarque e o desembarque de operadores e demais tripulantes na P-43 será por meio de helicópteros. Desta forma, está previsto um Heliponto localizado na cobertura da superestrutura (acomodações), acima da popa do FPSO P-43, por razões logísticas e de segurança. O posicionamento do Heliponto considera ainda turbulências causadas pelo vento, inclusive a componente vertical da velocidade do vento, e por fim as plumas quentes de gás provenientes do flare ou exaustores das turbinas.

O Heliponto é dimensionado para receber helicópteros como o Sikorsky S-61N. Sua localização pode ser observada em detalhes na Figura 3.2.1-b, anteriormente apresentada.