

MARINHA DO BRASIL
ENSINO PROFISSIONAL MARÍTIMO
CENTRO DE INSTRUÇÃO ALMIRANTE GRAÇA ARANHA



CURSO DE APERFEIÇOAMENTO PARA OFICIAL DE NÁUTICA

MONOGRAFIA

MANUSEIO DO PETRÓLEO EM FPSO
desde a captação à transferência para o navio aliviador

Autor: ANTONIO MENDES FURTADO

Orientador: CMG Valgas Lobo

RIO DE JANEIRO

OUTUBRO

2011

ANTONO MENDES FURTADO

MANUSEIO DO PETRÓLEO EM FPSO

desde a captação à transferência para o navio aliviador

Monografia apresentada ao Curso de Aperfeiçoamento para Oficiais de Náutica do Centro de Instrução Almirante Graça Aranha, como requisito final para obtenção da carta de Capitão de Cabotagem.

RIO DE JANEIRO

OUTUBRO

2011

0000. Furtado, Antonio Mendes.

Manuseio de Petróleo em FPSO – desde a captação até a transferência para navios aliviadores. Antonio Mendes Furtado, Rio de Janeiro, 2011.

88 f. Processo. 2. FPSO. I. Título. II.
Centro de Instrução Almirante Graça Aranha,
Marinha do Brasil. CDD _____

ANTONO MENDES FURTADO

MANUSEIO DO PETRÓLEO EM FPSO

desde a captação à transferência para o navio aliviador

Monografia apresentada ao Curso de Aperfeiçoamento para Oficiais de Náutica do Centro de Instrução Almirante Graça Aranha, como requisito final para obtenção da carta de Capitão de Cabotagem.

Orientador: CMG Valgas Lobo

Aprovada em : de outubro de 2011.

BANCA EXAMINADORA

Primeiro Examinador
Centro de Instrução Almirante Graça Aranha

Segundo Examinador
Centro de Instrução Almirante Graça Aranha

RIO DE JANEIRO

OUTUBRO

2011

Agradecimentos

Aos professores que com sua dedicação transmitiram o conhecimento que me ajudou a chegar aonde cheguei.

Aos colegas de classe pela excelente convivência em sala de aula, a troca de informações e experiências vividas na atividade mercante e que juntos comemoram mais uma conquista na carreira profissional.

Aos meus superiores hierárquicos e amigos da empresa que me incentivaram a participar deste curso e se dispuseram a ajudar no que fosse necessário.

Aos profissionais da área de engenharia e processo da Petrobras que me forneceram grande parte do material da pesquisa apresentada neste trabalho.

Aos funcionários do CIAGA que ano após ano possibilitam com seu trabalho a manutenção de um centro de referência no Ensino Profissional Marítimo.

Aos demais envolvidos neste processo que de alguma maneira contribuíram para o meu aprimoramento e conclusão de tão significativa etapa na minha carreira.

Dedicatória

Este trabalho é dedicado ao meu pai, um homem extraordinário que foi para mim um exemplo de honestidade, competência, altivez. Com ele aprendi que na vida existem regras para serem cumpridas e que temos que traçar nosso próprio destino.

À minha mãe, que sempre me apoiou em todos os projetos de vida e desafios que tive que enfrentar ao longo da minha vida profissional.

À minha esposa que já me conheceu Oficial Mercante estando ao meu lado nos bons e maus momentos sempre disposta a ajudar no que fosse preciso.

À minha amada filha que despertou em mim o sentimento de pai e me proporcionou algumas das melhores alegrias que tive na vida.

*“O pré-sal é um passaporte para o futuro.
Vamos investir seus recursos naquilo que
temos de mais precioso e promissor:
nossos filhos, nossos netos, nosso
futuro”.*

Luiz Inacio Lula da Silva

*“A coisa mais indispensável a um homem
é reconhecer o uso que deve fazer do seu
próprio conhecimento”.*

Platão

RESUMO

A importância do petróleo no mundo é indiscutível. Apesar dos impactos ambientais que sua utilização representa para o futuro do planeta até o momento, mesmo com todas as alternativas energéticas já descobertas, não temos condições de viver sem petróleo. Privilegiados são os países que possuem reservas economicamente viáveis e condições de explorá-lo. O Brasil ocupa posição de destaque neste segmento. Para o usuário final é extremamente confortável se beneficiar do produto final oriundo da manipulação de tão importante matéria-prima sem a preocupação de saber como isso foi possível.

Neste trabalho utiliza-se como referência um projeto de exploração e produção de petróleo em águas profundas cuja atenção é focada principalmente nas plantas de grande capacidade de processamento de petróleo, amplamente utilizadas nas maiores bacias petrolíferas deste país de acordo com a Petrobras. Este trabalho aborda principalmente a atividade em uma unidade flutuante de produção do tipo FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading - em tradução livre: Sistema Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência).

Será demonstrado todo o caminho percorrido pelo petróleo desde sua chegada na Unidade flutuante de produção oriundo do reservatório no fundo do mar, às etapas do processo de separação do óleo, gás e água produzida, o armazenamento e a transferência para um navio aliviador. Os FPSO's operam na Bacia de Campos, Bacias de Santos, Bacia do Espírito Santo e fazem parte do plano estratégico para a exploração de petróleo na camada pré-sal. Os resultados apresentados por estas plataformas fizeram destas incríveis máquinas referência em *performance* e procedimentos operacionais, motivo de orgulho de uma das maiores empresas de petróleo do mundo.

Palavras-chave: FPSO, Petróleo, Processo, Operação, Offloading

ABSTRACT

The importance of oil in the world is indisputable. Despite the environmental impacts that their use poses to the future of the planet so far, even with all the energy alternatives already discovered, we are unable to live without oil. Privileged are the countries that have reserves economically viable and able to exploit it. Brazil occupies a prominent position in this segment. For the end user is extremely comfortable to benefit the final product coming from the manipulation of this important raw material without the worry of how this was possible.

This work is used as a reference design and production of oil exploration in deep waters whose attention is focused mainly on large plants capable of processing oil, widely used in major oil fields of this country according to Petrobras. This work focuses on the activity in a floating production FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading - in free translation: System Floating Production, Storage and Offloading).

It will be demonstrated throughout the path of the oil since their arrival in the floating production unit coming from the reservoir at the bottom of the sea, the steps of the process of separating oil, gas and produced water, storage and transfer to a relief vessel. The FPSO operating in the Campos Basin, Santos, Espírito Santo Basin and are part of the strategic plan for the exploitation of oil in the pre-salt layer. The results presented by these platforms have these incredible machines benchmark in performance and operational procedures, proud of one of the largest oil companies in the world.

Key words: FPSO, Petroleum, Process, Operation, Offloading

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E TERMOS TÉCNICOS

ANM - árvore de natal molhada.

API (grau API) - O grau API é uma escala hidrométrica idealizada pelo *American Petroleum Institute* - API. Utilizada para medir a densidade relativa do petróleo, onde a gravidade é inversamente proporcional à densidade do petróleo cru - petróleos mais leves têm graus API mais altos.

BLS - *Bow Loading System* (Sistema de Carregamento pela Proa).

BS&W - *Basic Sediment & Water Content* (sedimentos básicos e água contida).

CHOKER - Dispositivo usado para controlar a vazão de líquidos ou gás em um poço.

COEMB - Coordenador da embarcação.

DAMPERS - Os **dampers** são projetados para ser montados em paredes, dutos, tanto para insuflamento como exaustão e que se abrem com a sobre pressão.

DEMISTER - Eliminador de névoa.

DICAS - *Differentiated Compliant Anchorage System* - Sistema Complacente de Ancoragem.

DP - *Dynamic Positioning System* (Sistema de Posicionamento Dinâmico).

ECOS – Estação de Controle de Operação e Supervisão.

ESD - *Emergency Shut Down* (parada de emergência).

ETA - *Estimated Time of Arrival* (Hora Estimada de Chegada).

FPSO - *Flotation, Production, Storage And Offloading* (Unidade Flutuante de Produção, Armazenagem e Transferência).

FSO – Floating, Storage and Offloading (Unidade Flutuante de Armazenamento e Transferência).

GEPLAT – Gerente de Plataforma.

HAWSER - Cabo de amarração que liga o navio aliviador ao FPSO.

IMO - *International Maritime Organization* (Organização Marítima Internacional).

ISGOTT - International Safety Guide of Oil Tankers and Terminals.

KPA – Kilo Pascal.

LOAD CALCULATOR - software calculador de esforços estruturais utilizado a bordo de algumas Unidades Flutuantes de Produção.

MANIFOLD (Piano de Válvulas) - Conjunto de volantes de comando de diversas válvulas semelhantes, reunidos em um mesmo bloco, para facilidade de instalação e de manobra das válvulas.

NA - Navio Aliviador - Navio tanque destinado ao alívio do óleo dos terminais oceânicos.

NÓ - Medida de velocidade de embarcações. Um nó equivale a uma milha marítima por hora ou 1,852 quilômetros por hora.

NOR - *Notice of Readness* - Notificação do navio de pronto a operar.

OFFLOADING - Conjunto de operações objetivando a transferência do petróleo produzido pela unidade marítima para o navio aliviador através de linha de mangote flutuante.

PLC – *Programmed Logic Controler* (controlador lógico programável).

PSV - Válvula de alívio de pressão.

RELOCO - Relatório de Situação dos Terminais Oceânicos.

RISERS – Linhas flexíveis que transportam o petróleo desde o leito marinho até a plataforma.

RTA - Relatório de Tratamento de Anomalias.

SDV – *Shut Down Valve* (válvula de shut down).

SISTEMA AUTRÔNICA - Sistema de medição radar de nível, temperatura e pressão dos tanques de carga, utilizado em alguns FPSO's.

SISTEMA SSTAB - software utilizado pela Petrobras e aprovado pela sociedade classificadora que simula as condições de estabilidade das Unidades Flutuantes de Produção.

CONTROLE SPLIT RANGE – Válvula controladora de processo que é capaz de manipular duas variáveis coordenadas por um único controlador.

STAND BY - Período em que não estão sendo realizada uma determinada atividade.

TEG – tri-etileno glicol.

TO - Terminal Oceânico - instalação de onde as operações de transferência de óleo são realizadas.

TOG – Teor de óleo na água

TRENS – Tubulações por onde passa o óleo processado. Ex.: Trem de produção é a rede de grande diâmetro por onde escoo o óleo processado para o tanque de carga de um FPSO.

TURRET - estrutura constituída por mancais de rolamento que confere ao F(P)SO a propriedade de manter-se ancorado e de se alinhar com a condição ambiental, permite ao mesmo tempo um constante fluxo de óleo através dos *risers*.

UNIDADE MARÍTIMA: FSO, FPSO, Plataforma Semi-Submersível, Plataforma Fixa ou qualquer outra Instalação onde os serviços sejam executados.

VENT POST – Dispositivo que alivia a alta pressão dos tanques do FPSO através da interligação das linhas de gás inerte.

WCT - *Wet Christmas Valve* (árvore de natal molhada).

ZEE - Zona Econômica Exclusiva

ZONAS DE EXCLUSÃO - Estas zonas podem se estender a distâncias entre 700 e 1500 metros ao redor do F(P)SO e são medidas a partir da linha de centro do Turret. Estas zonas levam em consideração o seguinte: Comprimento total do F(P)SO, 170 metros do sistema de amarração, comprimento total do navio aliviador, 500 metros do cabo de reboque e o comprimento do rebocador.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

	Pag.
Figura 01 – Mapa da Amazônia Azul.....	18
Figura 02 – Edifício Sede da Petrobras no Rio de Janeiro.....	26
Figura 03 – FPSO P-50.....	27
Figura 04 – Pré-aquecedor de produção.....	30
Figura 05 – Aquecedor de produção.....	32
Figura 06 – Separador de produção.....	33
Figura 07 - Tratador de óleo – parte externa.....	35
Figura 08 - Parte interna do Tratador de óleo – parte I.....	36
Figura 09 – Parte interna do Tratador de óleo – parte II.....	37
Figura 10 - Desenho de um tratador eletrostático de baixa velocidade.....	38
Figura 11 – Separador Atmosférico.....	39
Figura 12 – Torre de TEG.....	44
Figura 13 – Topo da Torre de TEG.....	43
Figura 14 - Hidrociclone.....	55
Figura 15 - Flotador.....	56
Figura 16 – Torre desaeradora.....	60
Figura 17 – Topo da desaeradora.....	61
Figura 18 – Visão do programa SSTAB.....	65
Figura 19 – Gerador de Gás Inerte - Scrubber.....	70
Figura 20 – Operação de Offloading.....	76
Figura 21 – FPSO com Turret.....	77
Figura 22 – Sistema DARPS.....	80
Figura 23 – Sistema Fanbean.....	81
Figura 24 – Sistema Artemis.....	82
Figura 25 – Proa de um aliviador dom Sistema DICAS.....	83

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	16
CAPÍTULO 1	18
1,0 UM POUCO DA HISTÓRIA DO PETRÓLEO	18
1.1 A Amazônia Azul.....	18
1.2 Petróleo no Brasil.....	21
1.2.1 Cronologia da Produção de Petróleo no Brasil	21
1.2.2 História da Petrobras	25
1.3 MAIORES PAÍSES PRODUTORES DE PETRÓLEO	28
CAPÍTULO 2	29
2.0 SISTEMA DE PROCESSAMENTO E TRATAMENTO DE ÓLEO	29
2.1 Descrição do Sistema	29
2.2 Pré-aquecimento do Óleo	30
2.3 Aquecimento do Óleo	31
2.4 Separação de Óleo	32
2.5 Tratamento de Óleo.....	34
2.6 Separador Atmosférico.....	39
2.7 DESCARREGAMENTO DE ÓLEO	42
2.7.1 Descrição do Sistema	42
CAPÍTULO 3	43
3.0 TRATAMENTO DO GÁS	43
3.1 Descrição do Sistema de Desidratação de Gás.....	43
3.2 Unidade de Desidratação de Gás	44
3.2.1 Descrição da Unidade.....	45
3.3 Unidade de Regeneração de TEG	46
3.3.1 Descrição da Unidade.....	47
3.4 SISTEMA DE EXPORTAÇÃO DE GÁS PARA PNA-1	51
3.4.1 Descrição do Sistema – Sistema de Exportação de Gás para PNA-1 .	51
3.4.2 Sistema de Medição Fiscal do Gás Exportado	51
3.4.3. PARTIDA – Sistema de Exportação de Gás para PNA-1	52
3.5.SISTEMA DE GAS LIFT.....	53
3.5.1 DESCRIÇÃO DO SISTEMA.....	53
CAPÍTULO 4	55

4.0 PROCESSAMENTO ÁGUA OLEOSA (PRODUZIDA)	55
4.1 Descrição do Sistema	55
CAPITULO 5	60
5.0 TRATAMENTO DA ÁGUA DE INJEÇÃO	60
5.1 Descrição do Sistema	60
CAPÍTULO 6	62
6.1 Plano de carga e offloading	62
6.2 Computador de carga	64
6.3 Estocagem de óleo	65
6.3.1 MEDIDORES DE NÍVEL DOS TANQUES DE CARGA E LASTRO	66
6.3.2 TEMPERATURA DE CARREGAMENTO	67
6.3.3 ALARMES DE NÍVEL ALTO DOS TANQUES DE CARGA	67
6.3.4 PARÂMETROS DE QUALIDADE DO ÓLEO	67
6.4 AÇÕES A SEREM TOMADAS ANTES DO OFFLOADING	68
6.4.1 AMOSTRAS DA CARGA	68
6.4.2 RETIRADA DE INTERFACES DOS TANQUES DE CARGA	68
6.4.3 RASPAGEM	68
6.5 SISTEMA DE GÁS INERTE	69
6.5.1 PARTIDA E PARADA DO GERADOR DE GAS INERTE	71
CAPÍTULO 7	76
7.1 Sistema de ancoragem	76
7.1.1 Ancoragem Distribuída -Spread Mooring	77
7.1.2 Amarração em Ponto Único - Single Point Mooring	77
7.1.2.1 Sistema TURRET	77
7.2 EQUIPAMENTOS PARA O POSICIONAMENTO DINÂMICO	78
7.2.1 DARPS	78
7.2.2 FANBEAM	80
7.2.3 ARTEMIS	81
7.3 CHEGADA APROXIMAÇÃO E AMARRAÇÃO	82
7.3.1 OPERAÇÃO DE LANÇAMENTO DO MANGOTE	83
7.3.2 OPERAÇÃO DE OFF-LOADING	83
7.3.3 CONTROLE DE CUSTÓDIA	84
CONCLUSÃO	85
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	86

INTRODUÇÃO

O petróleo continua sendo a maior fonte de energia do planeta e afortunados são os países que possuem tão importante matéria prima. Mesmo com o avanço da ciência em busca de fontes alternativas de energia, ainda não podemos precisar quanto uma matéria cujo uso é tão prejudicial ao planeta poderá ser substituída.

Há um crescente consumo de petróleo e obviamente a necessidade de novas descobertas e mecanismos economicamente viáveis para sua exploração. Felizes os países que podem explorar petróleo nos reservatórios em terra. Infelizmente no Brasil a exploração em terra é responsável por apenas uma pequena parcela do total extraído e por este motivo as atenções da indústria do petróleo estão voltadas a exploração em alto mar.

O Brasil é referência mundial na exploração de petróleo em águas profundas e a Petrobras há décadas abraça esta causa vinte e quatro horas por dia vencendo os grandes desafios existentes. Mesmo sendo considerada hoje uma empresa de energia, que investe pesado na pesquisa de fontes alternativas e renováveis, o foco principal é a ampliação de sua frota e a descoberta e extração de petróleo em novos reservatórios. A atividade *offshore* é uma prioridade crescente principalmente depois da descoberta de petróleo na camada pré-sal.

Maiores áreas produtoras de petróleo e gás no Brasil, respondendo por cerca de 87% da produção nacional, as Bacias de Campos, Bacia de Santos e do Espírito Santo utilizam basicamente unidades flutuantes de produção dotadas de plantas de processo de grande capacidade com diversas Unidades Flutuantes do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading* - em tradução livre: Unidade Flutuante de Produção, Armazenagem e Transferência) para produzir, armazenar e escoar óleo cru, através de navios aliviadores, para os terminais marítimos portuários e o gás via gasoduto para plataformas de re-bombeio. A transferência de petróleo é feita para navios tanque amarrados e com linhas de mangote flutuantes conectadas.

Neste trabalho procura-se mostrar o que acontece com o petróleo desde sua captação até sua exportação para navios aliviadores focando a atenção principalmente nas plantas de grande capacidade instaladas em FPSO.

No primeiro capítulo aborda-se um pouco da história do petróleo destacando a existência da chamada Amazônia Azul, as atividades desenvolvidas pela Petrobras no Brasil e alguns aspectos da atividade *offshore*.

No segundo capítulo inicia-se uma viagem virtual na planta de processo de uma plataforma mostrando a chegada do petróleo vindo do leito marinho e o seu tratamento no processo de separação do gás e da água enquadrando-o nos mais rigorosos padrões de qualidade requeridos.

No terceiro capítulo o gás passa a ser o tema principal no processo de separação do petróleo, desumidificação e compressão até a preparação para exportação para uma plataforma de re-bombeio.

No quarto capítulo verifica-se o que acontece com a água produzida desde a saída do separador de produção até o sistema de tratamento e descarte no mar.

No quinto capítulo consta um processo que não está ligado diretamente ao manuseio do petróleo, mas é de vital importância para produtividade e preservação do reservatório que é o tratamento da água de injeção.

No sexto capítulo trata-se do armazenamento do óleo nos tanques de carga, seu tratamento para obter a melhor qualidade possível e a preparação para o *offloading*.

No sétimo capítulo fala-se sobre a transferência do óleo produzido. Será comentado sobre os sistemas de ancoragem mais utilizados, equipamentos instalados no FPSO de auxílio ao posicionamento dinâmico e alguns procedimentos adotados durante a operação de transferência de óleo da plataforma para o *Shuttle Tanker*.

CAPÍTULO 1

1.0 UM POUCO DA HISTÓRIA DO PETRÓLEO

A palavra petróleo vem do latim *petroleum*, *petrus*, pedra e *oleum*, óleo, do grego (*petrelaion*), óleo de pedra.

É bastante difícil precisar quando efetivamente começou a ser utilizado. Algumas pesquisas falam em 4000 a.C., mas isto é um dado pouco confiável e preciso.

1.1 A Amazônia Azul

O território marítimo brasileiro tem cerca de 3,6 milhões de km².

O Brasil está pleiteando, junto à ONU, um acréscimo de 950 mil km² a essa área, em regiões onde a Plataforma Continental vai além das 200 milhas náuticas (370 km). Caso aceita a proposta brasileira, as águas jurisdicionais brasileiras totalizarão quase 4,5 milhões de km².

Uma área maior do que a Amazônia verde. Uma Amazônia em pleno mar.



Figura 01 - Amazônia Azul – Fonte: Coleção Explorando o Ensino – História, Vol 13

A Amazônia Legal tem uma área de aproximadamente 5.217.423 km², o que corresponde a 61% da área continental do Brasil (8.553.152 km²). No mar, a Zona Econômica Exclusiva (ZEE) brasileira, cujo limite exterior é de 200 milhas náuticas, tem uma área oceânica aproximada de 3.539.919 km², os quais, somados aos cerca de 950.000 km² de plataforma continental reivindicados junto à Comissão de Limites da Plataforma Continental da ONU, perfazem um total de 4.489.919 km², delimitando o que denominamos de Amazônia Azul, uma extensa área oceânica, adjacente ao continente brasileiro, e que corresponde a aproximadamente 52% da nossa área continental.

Nessa imensa área oceânica, o Brasil possui interesses importantes e distintos. Cerca de 95% do comércio exterior brasileiro passam por essa massa líquida, movimentando nossos mais de 40 portos nas atividades de importação e exportação. Por outro lado, é do subsolo marinho, no limite da ZEE, mas, futuramente, no limite da plataforma continental estendida, que o Brasil retira a maior parte do seu petróleo e gás, elementos de fundamental importância para o desenvolvimento do país. Ademais, também é relevante a atividade pesqueira, que nos permite retirar do mar recursos biológicos ricos em proteína. Embora com futuro incerto, ainda que promissor, o Brasil, nos limites da sua Amazônia Azul, poderá explorar e aproveitar os recursos minerais do solo e subsolo marinhos, entre eles os nódulos e sulfetos polimetálicos, as crostas manganésíferas, os hidratos de gás e as crostas de cobalto.

No ambiente político, econômico e ecológico que caracteriza os dias de hoje, uma pressão crescente vem sendo exercida no sentido de gerenciar e controlar as atividades nos espaços marítimos adjacentes ao litoral dos Estados costeiros. Os países tecnologicamente mais bem sucedidos já adotaram algumas iniciativas concretas. Contudo, parece ser multifacetado esse trabalho de gerenciar e controlar áreas marítimas. Apenas um segmento da Nação brasileira não seria suficiente para tanto. É preciso que toda a sociedade brasileira desenvolva esforços para que o País consiga, de fato, tomar posse desse imenso mar que nos pertence, a nossa Amazônia Azul.

Segundo Alexandre Garcia, em reportagem do “Bom Dia Brasil”, em 29/09/08 sobre o submarino nuclear brasileiro, o historiador Xenofonte conta que Ciro, antes de se tornar Rei da Pérsia (atual Iran), recebeu uma delegação egípcia tendo ao seu lado

uma formação de mil arqueiros vestidos para a guerra. O rei, tio dele, o repreendeu por intimidar os visitantes. Ciro respondeu: “se demonstras força todos querem ser teus aliados. Ao contrário, se mostras fraqueza, ninguém te dará importância. E se tendo riquezas não demonstras força, atrairás sobre tua cabeça todas as ambições do mundo”.

O submarino de propulsão nuclear, e o poder de construí-lo, faz parte dessa força de dissuasão. O programa começou em 1982 e deslança num caminho sem volta motivado por acontecimentos como, por exemplo, as grandes descobertas de petróleo na camada pré-sal. Seus frutos na administração pública e na iniciativa privada irão além do submarino. Na Amazônia Azul quais são os perigos efetivos se o petróleo escassear e nossas reservas se tornarem ainda mais importantes nossas plataformas representarão um imenso poder. A Marinha de superfície pode mostrar presença, mas só o submarino nuclear pode representar ameaça de retaliação se plataformas forem tomadas ou sabotadas.

Os romanos chamavam o Mar Mediterrâneo de “Mare Nostrum”. Chamar o Atlântico Sul de Amazônia Azul traz a idéia de um “Mare Nostrum” brasileiro.

A Marinha do Brasil está pronta, como sempre esteve, para se juntar a esse esforço de âmbito nacional. Mas, para tanto, precisa estar bem aparelhada e equipada com os meios e os recursos financeiros que se fazem necessários.

Infelizmente, a grande maioria dos bens que importamos e exportamos, 97%, é transportado por navios de outras bandeiras, tal a situação a que foi conduzida a nossa Marinha Mercante. Isso, evidentemente, é danoso ao País sob vários aspectos: estamos perdendo divisas na “Conta Frete”, cerca de US\$ 7 bilhões; estamos tirando emprego de brasileiros; e constatamos ser quase inviável a realização de uma mobilização no setor marítimo, caso necessário.

O petróleo e o gás natural são outras grandes riquezas da nossa Amazônia Azul. Com a auto-suficiência, o Brasil prospecta, no mar, mais de 85% do seu petróleo. Em números, são 1,6 milhões de barris por dia que, ao ano, somam cerca de US\$ 35 bilhões. Quanto ao gás natural, os grandes depósitos descobertos na bacia de Santos e no litoral do Espírito Santo viabilizam a consolidação do produto no mercado brasileiro do “combustível do século XXI”. Atualmente, a produção de gás natural, no mar, é da ordem de 17 mil m³ /dia.

1.2 Petróleo no Brasil

No Brasil, a primeira sondagem foi realizada em São Paulo, entre 1892-1896, por Eugênio Ferreira de Camargo, quando ele fez a primeira perfuração na profundidade de 488 metros; contudo, o poço jorrou somente água sulfurosa. Foi somente no ano de 1939 que foi descoberto o óleo de Lobato na Bahia.

1.2.1 Cronologia da Produção de Petróleo no Brasil

1897: O fazendeiro Eugênio Ferreira de Camargo explora o que seria o primeiro poço de petróleo do Brasil, na região de Bofete, no estado de São Paulo, porém só é encontrada água sulfurosa.

1938: Criação do Conselho Nacional do Petróleo (CNP), que considera as jazidas minerais bens da União, mesmo sem terem sido localizadas.

1939: Descoberto petróleo no subúrbio de Lobato, em Salvador (Bahia), região que viria a ser a primeira grande reserva nacional do Brasil.

1953: Getúlio Vargas sanciona em 3 de outubro a Lei Nº 2004, que criou a Petrobras. A instituição foi fruto de uma intensa campanha cujo lema foi "O Petróleo é nosso".

1955: Primeiro poço de petróleo perfurado na Floresta Amazônica.

1955: Criação do Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisa da Petrobras (CENAP).

1961: Divulgado o relatório Link, que apresenta dados pessimistas sobre as reservas terrestres do país.

1963: criação do CENPES, com o objetivo de atender exclusivamente às atividades de pesquisa e desenvolvimento.

1968: Primeira descoberta de petróleo no mar, no Campo de Guaricema, em Sergipe.

1968: Perfurado o primeiro poço submarino na Bacia de Campos, RJ, onde se descobriram cerca de 85% da produção nacional de petróleo.

1973: O primeiro choque do petróleo. A crise do petróleo foi fator decisivo para o desgaste do "milagre brasileiro", que era o projeto econômico da fase mais repressiva da ditadura militar (1969-1974).

1973: O Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisa da Petrobras (CENAP) muda-se para uma área maior, com 122 mil metros quadrados, cedida pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) na Ilha do Fundão, onde está instalado até hoje.

1974: Descoberto petróleo na Bacia de Campos.

1974: O Campo de Garoupa, então primeira descoberta na Bacia de Campos, no litoral do Rio de Janeiro, é transformado em laboratório para as tecnologias desenvolvidas no CENPES.

1975: Adoção dos contratos de risco, assinados entre a Petrobras e empresas privadas para intensificar a pesquisa de novas jazidas.

1976: Criada a subsidiária Petrobras Comércio Internacional S.A. INTERBRAS para exportar produtos brasileiros, auxiliando na obtenção de divisas para a importação de petróleo, e ainda para trocar produtos brasileiros por petróleo cru, junto aos países exportadores de petróleo.

1976: Lançamento, no mercado nacional, da linha LUBRAX, com mais de cem produtos com diversas aplicações na área automotiva, na indústria, na aviação, no setor ferroviário e marítimo. Neste mesmo ano, é criada a Engenharia Básica da Petrobras.

1976: Execução do primeiro projeto básico de FCC (Fluid Catalytic Cracking - Craqueamento Catalítico Fluido), um processo de conversão hoje bastante aplicado ao Refino.

1978: Mapeamento geológico da costa nacional, que passou a ser referência para a Marinha brasileira.

1979: O segundo choque do petróleo.

1985: Firmado o acordo para implantação da Fábrica Carioca de Catalisadores, e criada a Divisão de Catalisadores, no CENPES, para dar suporte ao desenvolvimento de produtos e à produção de catalisadores de FCC.

1986: Intensificação das pesquisas em águas profundas, com investimentos pesados na Bacia de Campos.

1986: Início da exploração na Floresta Amazônica em níveis comerciais, no município de Coari, próximo ao Rio Urucu, na chamada Província Petrolífera de Urucu.

1986: Descoberta do campo de Albacora Leste.

1986: Lançamento do primeiro PROCAP - Programa de Desenvolvimento Tecnológico de Sistemas de Produção em Águas Profundas até 1000m.

1989: O primeiro recorde mundial é atingido com a perfuração de poços de lâminas d'água superiores a 1200 metros e produção a profundidades de cerca de 400 metros.

1990: Extinta a Petrobras Comércio Internacional S.A. - INTERBRAS pelo governo do Presidente Fernando Collor de Mello, a 16.03.1990, 1º dia do início de seu mandato, de acordo com seu programa de reduzir a presença do Estado na economia brasileira. (Na mesma data diversos outros órgãos e empresas do Estado foram extintos - ver Governo Collor)

1990: Criação do programa tecnológico de recuperação avançada de petróleo – PRAVAP.

1992: Consolidação do CENPES como o maior Centro de Pesquisas da América Latina, vencedor do prêmio mais importante do setor petrolífero mundial, o Offshore Technology Conference.

1993: Lançamento do PROCAP-2000 - Programa de Desenvolvimento Tecnológico de Sistemas de Produção em Águas Profundas até 2000m.

1994: Entra em operação a primeira plataforma semi-submersível totalmente desenvolvida por técnicos da Companhia, a Petrobras XVIII, no Campo de Marlim, na Bacia de Campos.

1996: Aperfeiçoamento da análise e integração de dados geológicos e geoquímicos, permitindo o aumento da precisão da atividade de exploração.

1997: O governo sanciona a Lei 9.478, quebrando o monopólio da Petrobras.

1997: Primeiro milhão de barris diários.

1997: Desenvolvida nova fórmula do óleo diesel que reduziu em 50% o teor de enxofre.

1999: Recorde mundial na produção petrolífera em águas profundas, atingindo 1.853 metros de profundidade, no Campo de Roncador (RJ).

2000: Novo recorde mundial na produção em águas profundas (1877 metros).

2000: Lançamento do PROCAP-3000 - Programa Tecnológico da Petrobras em Sistemas de Exploração em Águas Ultraprofundas (até 3000m) - Marco para chegar a descoberta do Pré-Sal[12].

2001: Desastre da plataforma P-36.

2001: A Petrobras conquista pela segunda vez o prêmio da Offshore Technology Conference, graças ao projeto de desenvolvimento do Campo de Roncador.

2001: Assinado o contrato de construção da plataforma P-50.

2002: Compra da Perez Companc Energía (PECOM Energía S.A.), a segunda empresa petroleira da Argentina, com operações na Bolívia, Peru, Venezuela e Brasil[13].

2006: Começou, oficialmente, a operar no Paraguai.

2006: O Brasil alcança a autossuficiência temporária em petróleo, e inicia-se a produção da plataforma P-50, no Campo de Albacora Leste, na Bacia de Campos.[14]

2007: Descobre a maior jazida de óleo e gás natural do país, no campo petrolífero de Tupi, na Bacia de Santos, com volume de aproximadamente 5 bilhões a 8 bilhões de barris, ou 12 bilhões de barris de óleo equivalente (boe - medida que engloba óleo e gás).

2008: Em primeiro lugar no ranking, com a pontuação de 92,25%, foi reconhecida através de pesquisa da Management & Excellence (M&E) a petroleira mais sustentável do mundo. Descobertas as acumulações de Tiro-Sídon de óleo leve em águas rasas na Bacia de Santos.

2009: Passa do vigésimo para o quarto lugar entre as empresas mais respeitadas do mundo, de acordo com o Reputation Institute.[15]

2009: Em maio, inicia produção de petróleo em Tupi,[16] com uma interrupção em julho[17] e retomada em setembro.[18]

1.2.2 História da Petrobras

- A história do Petróleo no Brasil se confunde com a história da Petrobras.

PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S/A é uma empresa de capital aberto (sociedade anônima), cujo acionista majoritário é o Governo do Brasil (União). É, portanto, uma empresa estatal de economia mista¹. Fundada em 3 de outubro de 1953 e sediada no Rio de Janeiro, opera hoje em 28 países, no segmento de energia, prioritariamente nas áreas de exploração, produção, refino, comercialização e transporte de petróleo e seus derivados, no Brasil e no exterior. Seu lema atual é "Uma empresa integrada de energia que atua com responsabilidade social e ambiental".

A empresa está em segundo lugar no ranking das maiores petrolíferas de capital aberto do mundo. Em valor de mercado, é a segunda maior empresa do continente americano² e a quarta maior do mundo, no ano de 2010³. Em Setembro de 2010, passou a ser a segunda maior empresa de energia do mundo, sempre em termos de valor de mercado, segundo dados da Bloomberg e da Agencia Brasil.^{4,5 e 6}

¹ *Composição do Capital Social* – disponível em <http://www.petrobras.com.br/pt/> - acesso em 15/10/11.

² BARBOSA, Rodolfo e ALVES, Alúcio. *Petrobras ultrapassa Microsoft em valor de mercado, diz estudo*. São Paulo: Agência Reuters, 19/05/2008 - 15h17 – disponível em: <http://economia.uol.com.br/ultnot/reuters/2008/05/19/ult29u61550.jhtm> - acesso em 15/10/11.

³ Petrobras pode se tornar a quarta maior empresa do mundo. Estadão, 25 de setembro de 2010. - <http://www.estadao.com.br/noticias/impresso,petrobras-pode-se-tornar-a-quarta-maior-empresa-do-mundo,615045,0.htm> - acesso em 15/10/11.

⁴ Com capitalização, Petrobras vira segunda maior petrolífera do mundo. - <http://oglobo.globo.com/economia/mat/2010/09/24/com-capitalizacao-petrobras-vira-segunda-maior-petrolifera-do-mundo-921151062.asp> - acesso em 15/10/11.

⁵ Capitalização torna Petrobras segunda maior empresa do mundo em valor de mercado Por Vinicius Konchinski, da Agencia Brasil - acesso em 15/10/11.

⁶ Petrobras is world's 2nd largest after fundraising – disponível em http://anba.achanoticias.com.br/noticia_petroleoegas.kmf?cod=10715188&indice=0 - acesso em 15/10/11.



Figura 02 - Edifício sede da Petrobras, localizado na cidade do Rio de Janeiro. Fonte: Petrobras

Fundada no dia 3 de outubro de 1953 pelo então presidente Getúlio Vargas, com a edição da Lei Nº 2.004, a criação da Petrobras foi formalizada. Suas atividades foram iniciadas com o acervo recebido do antigo Conselho Nacional do Petróleo (CNP), que manteve sua função fiscalizadora sobre o setor.

As operações de exploração e produção de petróleo, bem como as demais atividades ligadas ao setor de petróleo, gás natural e derivados, à exceção da distribuição atacadista e da revenda no varejo pelos postos de abastecimento, foram conduzidas pela Petrobras de 1954 a 1997. Durante esse período, a Petrobras tornou-se líder em comercialização de derivados no país.

Depois de exercer por mais de 40 anos, em regime de monopólio, o trabalho de exploração, produção, refino e transporte do petróleo no Brasil, a Petrobras passou a competir com outras empresas estrangeiras e nacionais em 1997, quando o presidente Fernando Henrique Cardoso sancionou a *Lei Nº 9.478, de 6 de agosto de 1997*. Tal lei regulamentou a redação dada ao artigo 177, §1º da Constituição da

República pela Emenda Constitucional nº9 de 1995, permitindo que a União contratasse empresas privadas para exercê-lo.

A partir daí foram criadas a Agência Nacional do Petróleo (ANP), responsável pela regulação, fiscalização e contratação das atividades do setor e o Conselho Nacional de Política Energética, órgão encarregado de formular a política pública de energia.

Em 2003, coincidindo com a comemoração dos seus 50 anos, a Petrobras dobrou a sua produção diária de óleo e gás natural ultrapassando a marca de 2 milhões de barris, no Brasil e no exterior.

No dia 21 de abril de 2006, o Presidente Luiz Inácio Lula da Silva deu início à produção da plataforma P-50, no Campo de Albacora Leste, na Bacia de Campos. Nesta época, após 53 anos de operação e trabalho da empresa, o Brasil chegou a atingir uma temporária autossuficiência em petróleo (posteriormente perdida devido ao aumento de consumo).

Além das atividades da holding, o Sistema Petrobras inclui subsidiárias - empresas independentes com diretorias próprias, interligadas à sede. Além disso, há o Centro de Pesquisas Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES), em parceria com a Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), que adquiriu renome internacional nos últimos anos pelas tecnologias que desenvolve.



Figura 03 - Fonte: www.mauajurong.com.br/pag/img_comp/t_FPSOP50_gd.jpg

1.3 MAIORES PAÍSES PRODUTORES DE PETRÓLEO

Conforme a Agencia Internacional de Energia (AIE) relatório divulgado em fevereiro deste ano os países que possuem maiores reservas de petróleo são:

Estados Unidos	28,4	Canadá	33,2	Mexico	11,7
Equador	6,5	Venezuela	177,3	Argentina	2,5
Brasil	12,9	Reino Unido	3,1	Líbia	44,3
Argelia	12,2	Tunisia	0,6	Congo	1,9
Nigeria	37,2	Iraque	115	Angola	13,5
Sudão	6,7	Egito	4,4	Arabia Saudita	264,6
Iêmen	2,7	Omã	5,6	Emirados Árabes	97,8
Austrália	4,2	Kwait	101,5	Russia	74,2
Cazaquistão	39,8	China	14,8	India	5,8
Irã	137,6	Qatar	26,8		

Quantidades estimadas em bilhões de barris

A Liga Árabe possui 51,4% das reservas e produz 31,4% de todo o petróleo consumido no mundo. Possui apenas 5,1% da população mas tem 3,1% do PIB do mundo.

A situação acima mostra que o Brasil tem um longo caminho pela frente antes de se tornar um grande produtor de petróleo e reforça a necessidade de aumentar os esforços para obtê-lo em nosso território.

Conforme pesquisa efetuada no dia 14/10/11 a produção nacional de petróleo foi de 1.968.186 barris sendo aproximadamente 87,4% extraído na Bacia de Campos, Bacia do Espírito Santo e Bacia de Santos justamente os locais onde há o emprego de Unidades Flutuantes de produção do tipo FPSO e plataforma semi-submersíveis com plantas de processo de grande capacidade operando em lâmina d'água de maior profundidade.

Em nova pesquisa realizada no dia 22/10/11, cerca das 21:00 horas o barril de Petróleo *Brent* estava cotado a USD 109,79. Este valor torna a exploração de petróleo bastante atraente sob o ponto de vista comercial mesmo levando em conta que o barril de petróleo brasileiro é comercializado por um valor abaixo do petróleo *Brent* tendo em vista possuir qualidade inferior a este.

- Petróleo *Brent*: petróleo produzido na região do Mar do Norte, provenientes dos sistemas de exploração petrolífera de *Brent* e *Ninian*. É o petróleo na sua forma bruta (crú) sem passar pelo sistema de refino. Este petróleo produz cerca de 10% de derivados leves e é utilizado como referência para determinar o preço do barril no mercado internacional.

CAPÍTULO 2

2.0 SISTEMA DE PROCESSAMENTO E TRATAMENTO DE ÓLEO

2.1 Descrição do Sistema

O Sistema de Processamento e Tratamento de Óleo da possui dois trens de separação (Trem A e Trem B), cada um para 50% da produção, os quais foram dimensionados para manter a *performance* de separação para movimentos do FPSO de até 4° de *pitch* e 10° e *roll*.

Considerando que o objetivo é a remoção da água e do gás da fase oleosa, o controle requerido para este sistema é simples e meramente ligado a continuidade operacional.

Para tal, um sistema de controle ligado a ECOS (Estação de Controle de Operação e Supervisão), monitora e supervisiona o processo. O único parâmetro a ser monitorado é o BSW (basic sediments & water) do Óleo que está sendo enviado para estocagem.

Este sistema é composto de:

- trocadores de calor casco e tubo que são responsáveis pelo pré-aquecimento e aquecimento do óleo cru, proveniente dos *manifolds* de produção A e B, antes da alimentação dos trens de separação e tratamento de óleo A e B.
- separadores de produção, onde ocorre separação do óleo cru aquecido em 3 fases:
 - fase gasosa - enviada para os tanques *safety*
 - fase aquosa - enviada para sistema de tratamento de água produzida e
 - fase oleosa - enviada para tratador de óleo para redução do teor de água.
- tratadores de óleo, responsáveis pela redução do teor de água presente no óleo. À saída deste vaso tem-se: óleo (com 0,5% v/v de água) que segue para separador atmosférico e água produzida enviada para sistema de tratamento de água produzida.
- Permutadores de placas, cuja função é resfriar o óleo antes da entrada no separador atmosférico.

- separadores atmosféricos, onde ocorre a separação do gás residual da fase líquida (óleo). A corrente de gás separada segue para o sistema de recuperação de gás e o óleo segue para a estação de medição.
- estações de medição de óleo, responsável pela medição fiscal de vazão do óleo antes de ser enviado para os tanques de estocagem.

2.2 Pré-aquecimento do Óleo

A mistura de óleo, gás e água proveniente dos *manifolds* de produção "A" e "B" e a drenagem do Vaso de *Slop* são encaminhadas para os trens de pré-aquecimento "A" e "B", onde são aquecidas a temperatura de 45°C, afim de melhorar a separação do óleo da água livre e atenuar as condições de formação de espuma.

O Sistema de Pré-aquecimento consiste de dois trens de Pré-aquecedores (tipo casco e tubos) cada um composto de dois cascos em série, operando em paralelo.

O óleo flui pelo casco sendo aquecido de 15°C a 45°C. A temperatura do óleo entre os permutadores (trocadores de calor) poderá variar entre 40°C e 80°C, dependendo da vazão do fluido quente que passa no pré-aquecedor.

O fluido quente utilizado nesta operação é a água produzida proveniente dos Hidrociclones a uma temperatura de 80°C, que após passar pelos Pré-aquecedores pelo lado dos tubos, é enviada para "o mar" a uma temperatura máxima de 40°C, que corresponde a temperatura limite para descarte no mar pela Legislação brasileira vigente.



Figura 04 – Pré-aquecedor de produção. Fonte: Petrobras – UN-RIO – Projeto Barracuda/Caratinga

Os Pré-aquecedores foram avaliados para operar nas situações limites, devendo o pessoal encarregado da operação da planta de processo avaliar a operação dos Pré-aquecedores de óleo, em função da Curva de Produção do FPSO.

A cada aumento de vazão de produção, devido à entrada de novos poços, o pessoal de operação deverá avaliar os ajustes a serem feitos nestes permutadores, de forma a sempre otimizar a recuperação de calor.

Interligando os *headers* (tubulações por onde circula o petróleo) de entrada do óleo aos *headers* de saída do óleo para cada permutador, estão instaladas linhas de *bypass* dos conjuntos de permutadores, com uma válvula manual de bloqueio normalmente fechada em cada uma das linhas.

Conexões em engates rápidos de 1" são instaladas em cada um dos pontos nas linhas de entrada e saída, tanto do óleo quanto da água produzida, de tal forma que se permita a lavagem química interna, tanto do casco quanto dos tubos, no sentido normal do fluxo ou no sentido contrário, injetando por uma das conexões e drenando por outra.

2.3 Aquecimento do Óleo

O Sistema de Aquecimento de Óleo é composto de dois trens de Permutadores (tipo casco e tubos), operando em paralelo.

O óleo pré-aquecido a 45°C é encaminhado para os Permutadores de Produção, onde atinge a temperatura final de 80°C, que é a temperatura de operação dos Separadores de Produção.

O óleo flui pelo casco, enquanto que nos tubos escoam a água quente que é o fluido de aquecimento. A água quente entra no aquecedor com a temperatura de 180°C e sai com 130°C.



Figura 05 – Aquecedor de produção. Fonte: Petrobras – UN-RIO – Projeto Barracuda/Caratinga

Interligando o header de entrada de óleo ao header de saída de óleo de cada permutador, estão instaladas linhas de by-pass dos conjuntos de permutadores, com uma válvula manual de bloqueio normalmente fechada em cada uma das linhas.

Conexões em engates rápidos de 1” estão instaladas em cada um dos pontos nas linhas de entrada e saída, tanto do óleo quanto da água quente, de tal forma que se permita a lavagem química interna, tanto do casco quanto dos tubos, no sentido normal do fluxo ou no sentido contrário, injetando por uma das conexões e drenando pela outra.

Cada linha de óleo aquecido entre os Permutadores de Produção e os Separadores de Produção, tem a sua corrosão monitorada através do Sistema de Monitoramento de Corrosão.

2.4 Separação de Óleo

O óleo (mistura trifásica) proveniente dos Permutadores de Produção é direcionado para a câmara de separação primária dos Separadores de Produção para separação das fases oleosa, aquosa (água produzida) e gasosa.

Os Separadores de Produção são dotados de internos (ciclone, placas defletoras, placas separadoras tipo “Vane” e *demister*) que influenciam as suas performances e permitem a obtenção da especificação abaixo:

- Teor de água no óleo: 5%, vol/vol, máximo
- Teor de óleo na água: 0,1%, vol/vol, máximo

- Teor de óleo no gás: 0,1 Usгал/MMscf

Basicamente a vazão de alimentação dos Separadores é controlada pelas *chokes* (dispositivos usados para controlar a vazão de líquidos ou gás em um poço) instaladas nas linhas de produção de cada poço, controlando a pressão na cabeça do poço conforme os parâmetros definidos durante o teste de avaliação deste, procurando balancear a produção pelos dois trens. O nível de óleo é controlado pelas válvulas controladoras de nível instaladas na entrada de óleo de cada Separador Atmosférico. Estas válvulas trabalham em *split-range* (válvula controladora de processo que é capaz de manipular duas variáveis coordenadas por um único controlador) devido às variações de vazão apresentadas pelo sistema e a possibilidade de golfadas de óleo que causem grande variação nos níveis de óleo dos Separadores de Produção.

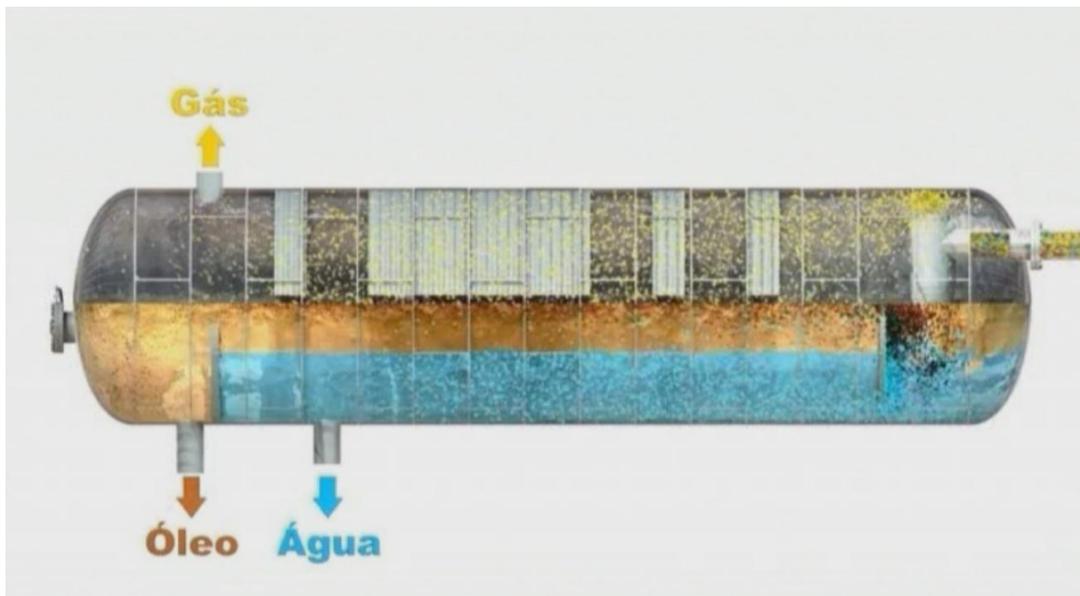


Figura 06 – Separador de produção. Fonte: Petrobras – UN-RIO – Projeto Barracuda/Caratinga

Em condições normais de operação, os Separadores de Produção operam em 977 Kpag e 80°C.

A pressão nos Separadores de Produção é controlada pelas válvulas controladoras de pressão instaladas a jusante (após) do vaso, com intuito de manter constante a pressão nos vasos de sucção dos Motocompressores.

Os Separadores de Produção estão também equipados com internos adequados para utilização do sistema de desarenação, que tem como função a remoção do excesso de areia presente na fase líquida do Separador.

O óleo separado é encaminhado para os Tratadores eletrostáticos através de linhas de 14" de diâmetro. Nestas linhas estão instaladas válvulas SDV (*shut down valve*), que fecham em caso de ativação do ESD-2 ("*emergency shut down*" nível 2 – queda da planta de processo).

A água produzida é encaminhada para os Hidrociclones através de linhas de 12", onde estão instaladas válvulas SDV, que fecham por ativação do ESD-2 ou por nível muito baixo no respectivo Separador de Produção. Nestas linhas também está previsto a injeção de inibidor de emulsão invertida através de bombas dosadoras. A vazão de água produzida de cada Separador é monitorada por medidores de vazão tipo magnético do Separador de Produção. Após estes medidores de vazão, estão instalados analisadores de óleo para monitorar a quantidade de óleo na água.

O gás separado é encaminhado para os Vasos de Separação através das linhas de 16" do Separador de Produção. Nestas linhas estão instalados medidores de vazão multivariável que medem as vazões volumétricas de gás que deixam o Separador de Produção.

Um ponto de amostragem está instalado em cada linha de saída de óleo dos Separadores de Produção, para coleta de amostra, que é conduzida aos respectivos resfriadores de amostra através de linhas de $\frac{3}{4}$ ".

Um ponto de amostragem está instalado em cada linha de saída de água dos Separadores de Produção, para coleta de amostra, que é conduzida aos respectivos resfriadores de amostra através de linhas de $\frac{3}{4}$ ".

Um ponto de amostragem está instalado em cada linha de saída de gás dos Separadores de Produção para coleta manual local de amostra.

A depressurização dos Separadores de Produção poderá ocorrer automaticamente através da ativação do ESD-4 ou da ativação do ESD-2 em conjunto com o acionamento manual de botoeira.

2.5 Tratamento de Óleo

A fase oleosa separada no Separador de Produção com 5% - 10% de água (v/v), é enviada para o Tratador de Óleo que efetua a separação água/óleo através de precipitação eletrostática. O Tratador está instalado em uma elevação inferior a do Separador de Produção, de forma a garantir flasheamento¹ mínimo. Ainda para

evitar o flash, foi instalada uma linha de equalização de pressão interligando a parte superior do Tratador com a saída de gás do Separador de Produção.

Internamente o Tratador possui placas que impõem um campo elétrico alternado na fase oleosa permitindo a sua separação por decantação. No topo de cada Tratador estão instalados três transformadores de 75 kVA que alimentam as placas.

O Tratador de Óleo opera totalmente cheio de óleo, e é imprescindível que os eletrodos nunca fiquem expostos a fase gasosa ou a fase aquosa. O controle da interface tem a finalidade de evitar que a fase aquosa alcance as placas de campo elétrico e provoque curto circuito danificando os transformadores. O nível muito alto da interface, ativa sinal para desenergizar os transformadores. O nível da interface é controlado pelas saídas de água produzida do Tratador de Óleo para os hidrociclones.

¹ Em diversos processos químicos, uma corrente líquida é enviada a um vaso ou a uma coluna onde sobre uma súbita redução de pressão e/ ou de temperatura. Este processo é comumente chamado de *flasheamento* (do inglês *flashing*). Nestas condições, parte do fluido vaporiza, gerando-se portanto duas correntes de processo, uma líquida e uma em fase vapor.



Figura 07 – Tratador de óleo. Fonte: Petrobras – UN-RIO – Projeto Barracuda/Caratinga

A *performance* do tratamento eletrostático do óleo a ser obtida é a seguinte:

- Teor de água no óleo: 0,5%, v/v, máximo

- Teor de óleo na água: 300 ppm, máximo
- Teor de sal no óleo: 100 PTB, máximo
- Salinidade da água produzida: 70000 ppm

Para que se atinja a eficiência de separação de óleo requerida é necessário que óleo que chega ao Tratador, tenha um teor mínimo de 5% de água (v/v), para tanto está prevista a adição de água na corrente de alimentação do Separador de Produção sempre que o óleo cru proveniente dos poços apresentar teor de água inferior ao mínimo recomendado.

Isto ocorrerá nos primeiros anos de produção, quando o teor de água no óleo é baixo. A adição de água deve ser tal que garanta que a corrente de alimentação de óleo para o Tratador apresente teor de água de 5% (v/v) no mínimo e 10% (v/v) no máximo. Esta adição será feita via dispositivo de mistura em linha. A determinação do teor de água na fase líquida é feita durante a operação do sistema de teste.

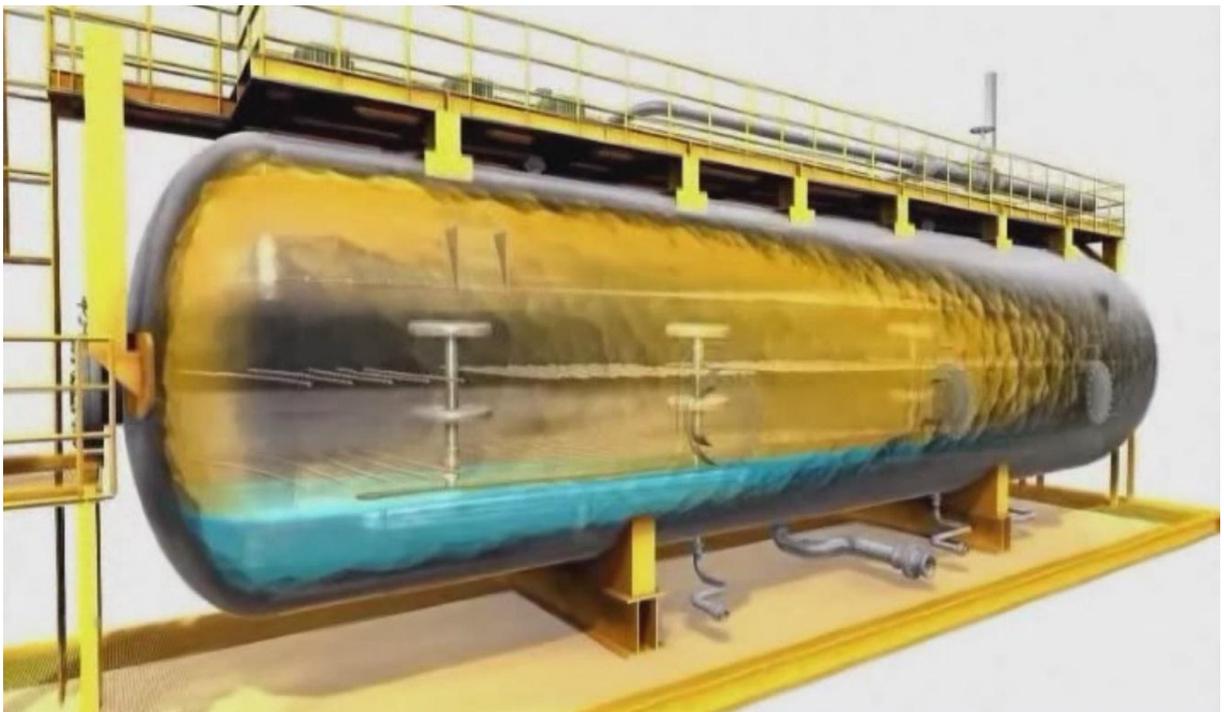


Figura 08 – parte interna do tratador de óleo – parte I
Fonte: Petrobras – UN-RIO – Projeto Barracuda/Caratinga

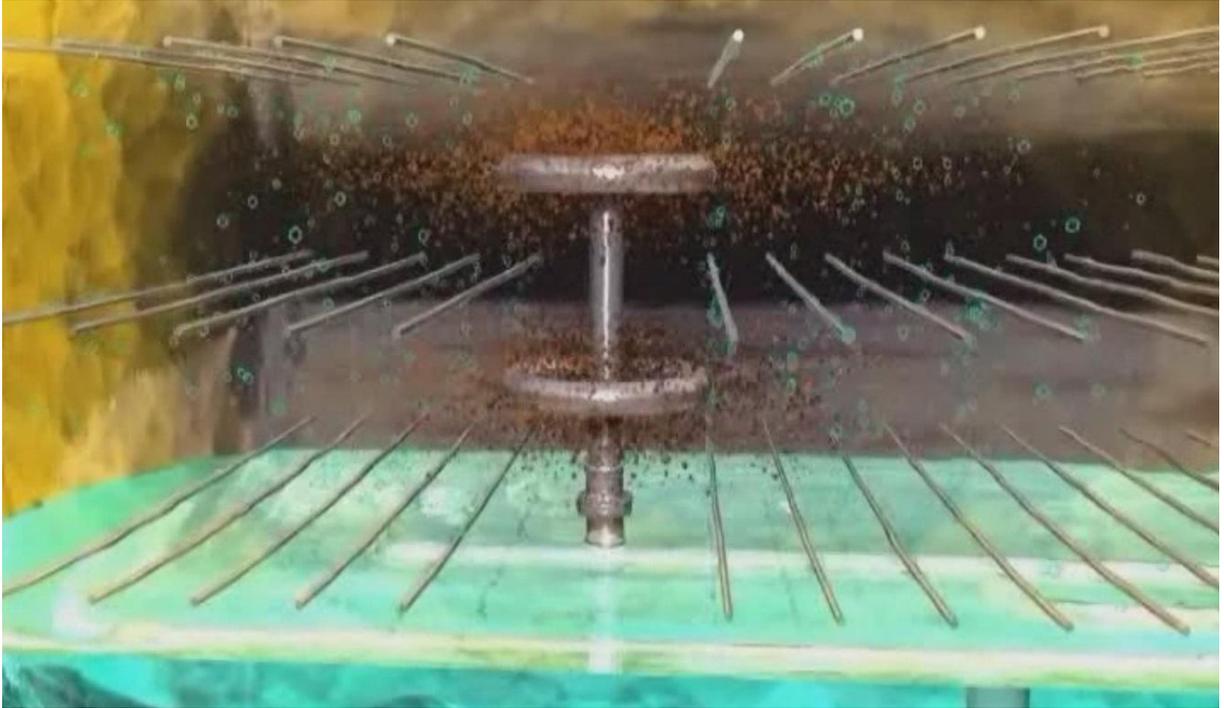


Figura 09 – Parte interna do tratador de óleo – parte II

Fonte: Petrobras – UN-RIO – Projeto Barracuda/Caratinga

Um ponto de amostragem está previsto na linha de saída de óleo da linha de 14" do Tratador, para coleta de amostra, que é conduzido ao resfriador de amostra através da linha de $\frac{3}{4}$ ".

A coleta de amostra poderá ser feita diretamente do Tratador através de um dos cinco bocais de tomada de amostra localizados no casco do vaso.

Um outro ponto de amostra está previsto na linha de saída de água de 8" do Tratador (a jusante dos medidores de vazão), para coleta de amostra, que é conduzido ao resfriador de amostra através da linha de $\frac{3}{4}$ ".

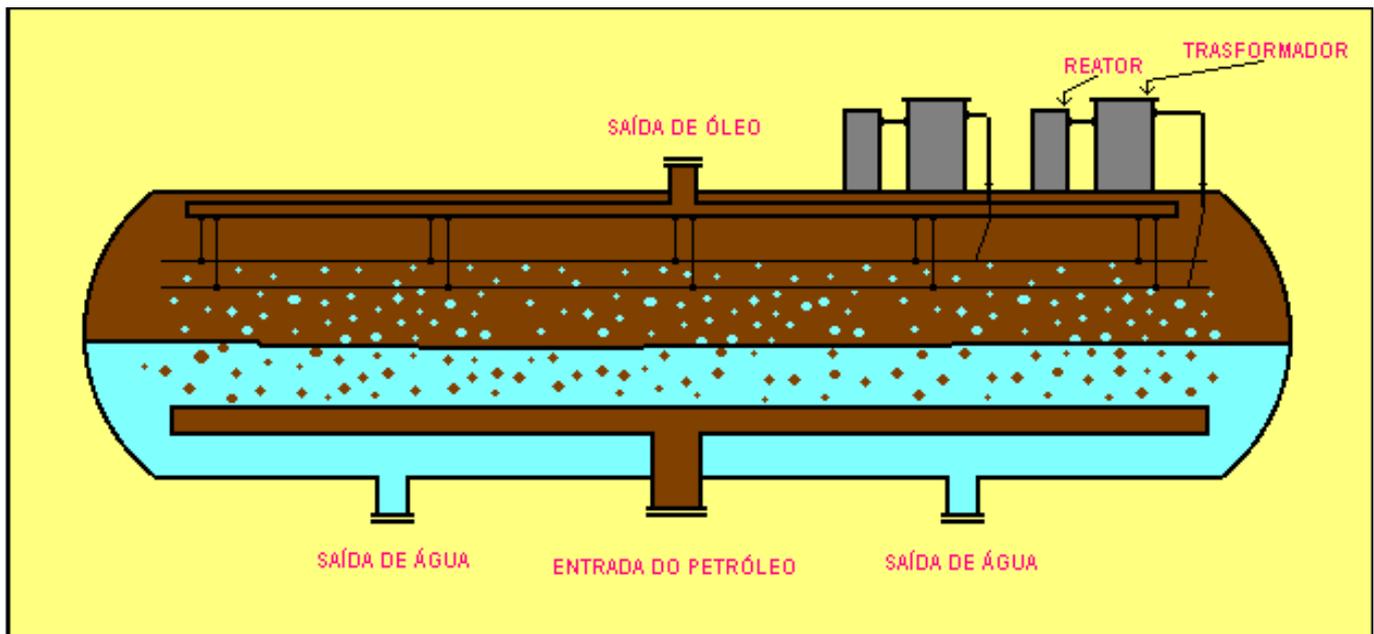


Figura 10 - Desenho esquemático de um tratador eletrostático de baixa velocidade.

Fonte: Apostila Tratadores (do curso de operadores da Petrobras)

O óleo tratado é encaminhado para os Resfriadores de Óleo através das linhas de 14" do Tratador. Nestas linhas estão instaladas respectivamente as válvulas SDV, que fecham em caso de ativação do ESD-2 ou por condições anormais nos Separadores de Produção.

A água produzida separada é encaminhada para os Hidrociclones através das linhas de 8" do Tratador de óleo. Nestas linhas estão instaladas as válvulas SDV, que fecham por ativação do ESD-2 ou por nível muito baixo no respectivo Tratador de óleo ou por operação anormal nos Separadores de Produção. A vazão de água produzida de cada Tratador de óleo é monitorada por medidores de vazão tipo magnético.

Após estes medidores de vazão, está previsto, através de bombas dosadoras, a injeção de inibidor de emulsão invertida na linha de água produzida de cada Trem, em quantidade pré definida.

A depressurização dos Tratadores é feita via Separador de Produção através da linha de balanceamento de pressão de 2" ou manualmente para o flare de alta ou para o flare de baixa através de válvulas manuais instaladas nos *by pass* das PSV's dos Tratadores.

2.6 Separador Atmosférico

O óleo tratado proveniente dos Tratadores de Óleo é enviado para os Separadores Atmosféricos, via resfriador de placas localizados à montante das estações de controle de nível do Separador de Produção.

O resfriamento do óleo é realizado através dos Resfriadores de óleo e visa reduzir a temperatura do óleo tratado (em torno de 80°C) para a temperatura de operação dos Separadores de Atmosféricos, 53-65°C, considerada faixa de temperatura ideal para a estocagem.

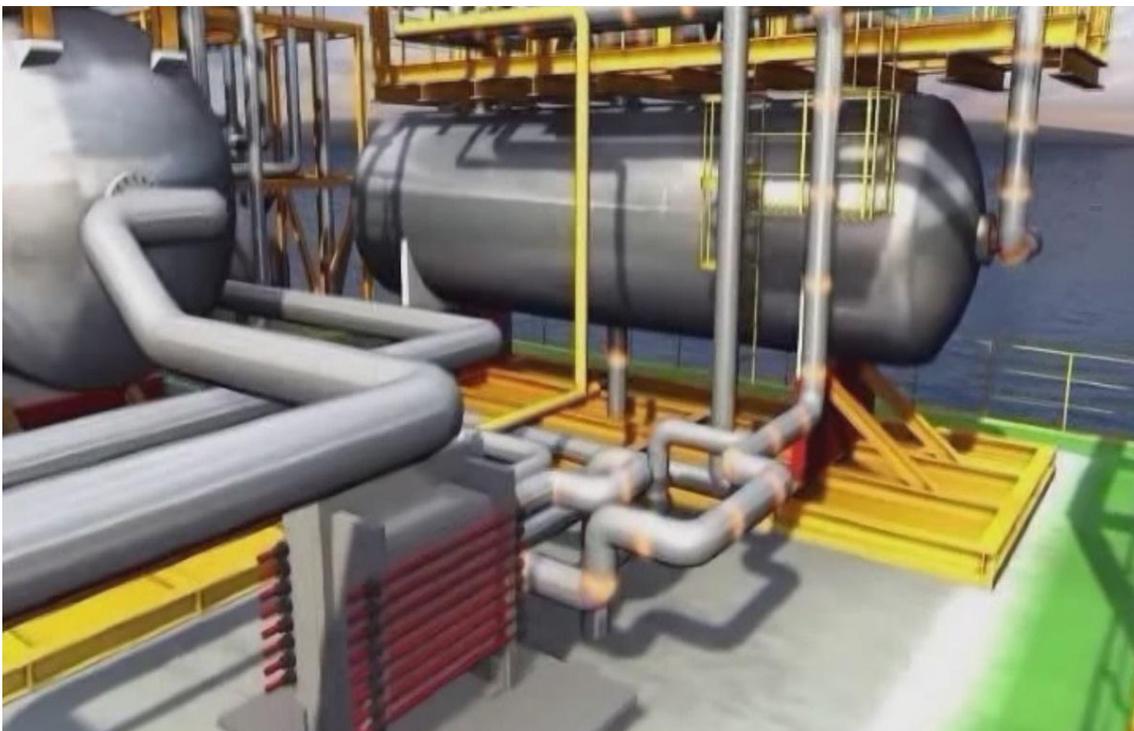


Figura 11 – Separador atmosférico - Fonte: Petrobras – UN-RIO – Projeto Barracuda/Caratinga

O fluido de resfriamento é a água salgada a 28°C proveniente das descargas das Bombas de Água Salgada. A água salgada após passar pelo Resfriador é enviada diretamente para o mar. Antes de ser descartada, a água salgada é analisada através de uma célula de medição de teor de óleo na água (TOG analyzer) localizada na tubulação de saída de água de cada Resfriador, que impede o descarte de água para o mar, no caso do teor de óleo estar acima de 20 ppm, direcionando esta água para o Tanque de Slop Sujo do navio para posterior tratamento e descarte.

O sistema de carga offloading é projetado para uma temperatura máxima de 65° C.

Assegurar-se de que se o óleo for produzido a 80° C, então deve ser resfriado até 65° C (ou menos) antes de ser exportado.

Para realizar manutenção no trocador é possível desviar o fluxo, via um by-pass, e alimentar o Separador Atmosférico com óleo cru a 80°C, isto é, sem resfriamento. Neste caso o óleo proveniente do Separador Atmosférico deve ser descarregado para um tanque de armazenamento cheio de óleo a 53°C, de forma que não haja elevação significativa da temperatura do óleo armazenado.

A operação do Separador Atmosférico a 80°C pode tornar necessária a operação dos dois Compressores do Sistema de Recuperação de Gás em função do aumento do volume de gás separado. Cabe ressaltar, que não é recomendável que ocorra by-pass do trocador nos dois trens de processo ao mesmo tempo, o que poderia resultar em elevação da temperatura de estocagem do óleo e distúrbio no sistema de recuperação de gás.

O Separador Atmosférico é do tipo bifásico, sendo dimensionado para que se obtenha um tempo de residência do óleo no vaso suficiente para promover a separação do gás residual da fase líquida. Cada Separador Atmosférico é dotado internamente de ciclone, 3 conjuntos de placas defletoras, 1 conjunto de placas separadoras tipo "vane", e um *demister* (*eliminador de névoa*) localizado no bocal de saída de gás. Estes elementos são responsáveis pela performance do Separador, na obtenção da especificação do óleo e do gás, conforme a seguir:

Teor de óleo no gás - 0.1 Usgal/MMscf

No Separador Atmosférico, o óleo, é estabilizado através da remoção do gás residual. A vazão de exportação de Óleo é determinada pelos controladores de nível e controladores de vazão, que controlam os respectivos níveis de óleo, regulando a vazão de exportação através das válvulas de controle, instaladas, na saída de óleo estabilizado de cada Separador Atmosférico, na respectiva Estação de Medição de Óleo.

Os Separadores Atmosféricos também são equipados com serpentina de aquecimento com capacidade de 266kW, a ser utilizada, no caso de paradas operacionais prolongadas, para derreter eventuais depósitos de parafina que por ventura tenham sido formados no interior do vaso. O meio de aquecimento utilizado é a água quente, e a serpentina foi dimensionada para aquecer o óleo contido no Separador de 25°C até 40°C em cerca de 2 horas. Esta operação será executada manualmente no local.

Um ponto de amostragem está previsto em cada linha de saída de óleo 18”, para coleta de amostra, que é conduzida ao respectivo resfriador de amostra através da linha 3/4”.

2.7 DESCARREGAMENTO DE ÓLEO

2.7.1 Descrição do Sistema

O Sistema de Óleo Exportado e Descarregamento (off-loading) são constituídos de dois trens de medição “A” e “B”, associados aos trens de produção “A” e “B”. O óleo estabilizado nos separadores atmosféricos (@ 17 kPag e 54 °C) é enviado para os trens de medição “A” e “B”, respectivamente, e carregado nos tanques de carga do F.P.S.O.

A Estação de Medição de Óleo é responsável pela medição fiscal de vazão do óleo antes de ser enviado para os tanques de carga.

A vazão de exportação de óleo é controlada através do controlador de nível, instalado no separador atmosférico, e do controlador de vazão, que regula a vazão de exportação através das válvulas de controle, instaladas na saída de óleo.

A vazão medida na estação de medição, também, é utilizada para compensação da abertura das válvulas de controle, com atuação do controlador a fim de manter constante a vazão que passa pela estação de medição.

A Medição Fiscal é realizada através dos medidores de vazão.

Todas as válvulas nesta estação de medição são do tipo completamente estanque quando fechadas.

CAPÍTULO 3

3.0 TRATAMENTO DO GÁS

3.1 Descrição do Sistema de Desidratação de Gás

No projeto utilizado para a elaboração deste trabalho tem-se o exemplo abaixo:

O sistema de desidratação de gás através do trietileno glicol (TEG) é composto basicamente de duas unidades que são:

- Unidade de Desidratação de Gás composta dos seguintes equipamentos:
 - Torre de Desidratação;
 - Vaso da Torre de Desidratação.

A razão entre o fluxo de entrada de gás e o fluxo de trietilenoglicol (TEG) dentro das torres contadoras é de 17,9. A vazão de projeto do gás de entrada = 96297 Kg/h para uma vazão de TEG = 5382 Kg/h.

O inventário total de TEG é de 27 m³

- Unidade de Regeneração de TEG (trietileno glicol), composta dos seguintes equipamentos:
 - Permutador TEG/TEG quente, do tipo casco e tubos;
 - Permutador TEG/TEG frio, do tipo casco e tubos;
 - Vaso de “Flash”;
 - Vaso de Drenagem de TEG;
 - Vaso de Abastecimento de TEG;
 - Torre de Regeneração de TEG;
 - Vaso Regenerador de TEG;
 - Condensador de refluxo;
 - Refervedor da unidade de regeneração de TEG que consiste de seis resistências elétricas instaladas;
 - Torre espargidora;
 - Bombas de circulação de TEG;
 - Resfriador de TEG, do tipo casco e tubos;
 - Filtro de Cartucho Primário de TEG;
 - Filtro de TEG de Carvão Ativado;
 - Filtro de Cartucho Secundário.

De modo a um melhor entendimento do sistema de desidratação de gás, faremos uma descrição detalhada de cada Unidade em separado.



Figura 12 – Torre de TEG - Fonte: Petrobras – UN-RIO – Projeto Barracuda/Caratinga

3.2 Unidade de Desidratação de Gás

O objetivo desta Unidade é eliminar a possibilidade de formação de hidratos durante a passagem do gás pelo gasoduto e linhas de injeção de gás lift, em função das expansões e conseqüente redução de temperatura. O gás a alta pressão quando expande tem a sua temperatura reduzida, de acordo com efeito Joule-Thompson, o valor final desta temperatura depende do diferencial de pressão e da temperatura inicial. O vapor de água, com o abaixamento da temperatura, forma cristais de uma substância de composição complexa denominada hidrato. Estes cristais se depositam e crescem o suficiente para obstruir dutos e válvulas, interrompendo o escoamento do gás. A remoção destes hidratos se dá pelo aumento da temperatura, o que pode ser muito demorado se considerarmos uma linha submersa a grande profundidade.

A injeção de etanol (álcool etílico), também evita a formação de hidratos pela condensação deste junto com a água, formando uma solução com ponto de congelamento muito mais baixo. A unidade de Injeção de Químicos foi prevista para injetar álcool nos pontos críticos do processo, mas esta operação não deve ser usada normalmente mas de forma preventiva.

Contudo, a melhor solução para prevenir a formação de hidrato é eliminar os traços de vapor d'água através da desidratação do gás na Unidade de Desidratação.

O gás proveniente das Unidades de Compressão é enviado para as Unidades de Desidratação de Gás.

Cada uma destas unidades é capaz de desidratar a vazão de gás de projeto de 2,4 milhões m³/dia (@ 20°C e 101,3 kPa abs), na pressão de 6442 kPa abs, com ponto de orvalho do gás desidratado de -10°C e 20692 kPa abs.

A desidratação do gás é efetuada por absorção da água pelo trietilenoglicol (TEG) na concentração de 99,9% (TEG pobre). A absorção é realizada em uma torre de recheio estruturado – denominada Torre de Desidratação -, onde o gás flui em contra-corrente com o fluxo de glicol pobre em água proveniente da Unidade de Regeneração de TEG. Após a absorção da água presente no gás, o glicol apresenta redução de sua pureza, com uma concentração de 96,4% (TEG rico).

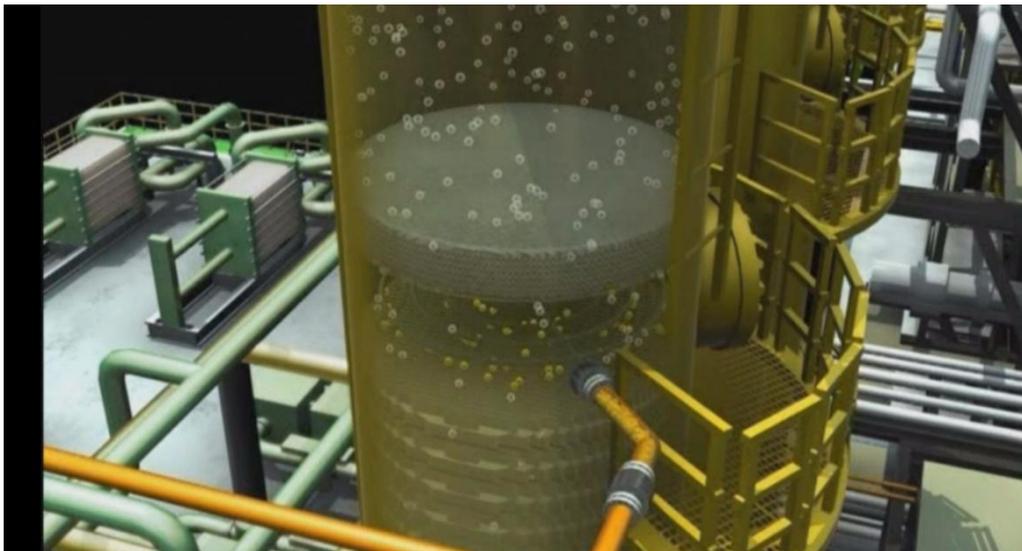


Figura 13 – Topo da Torre de TEG. Fonte: Petrobras – UN-RIO – Projeto Barracuda/Caratinga

3.2.1 Descrição da Unidade

A Unidade de desidratação é constituída de 3 Torres de Desidratação de Gás, onde cada uma das Torres opera dedicada a uma das Unidades de Compressão.

A corrente de gás proveniente do Resfriador de Gás do 2º estágio de compressão é enviada para a o Vaso da Torre de Desidratação. Este vaso fisicamente constitui a parte inferior da Torre e funciona como coletor do condensado arrastado com o gás, sendo provido de *demister* para eliminar o arraste de gotículas para a Torre.

A fração líquida separada é coletada no vaso da Torre e enviada para o Vaso de Separação da Descarga do 2º estágio do compressor, com vazão de descarte controlada conforme o nível via válvula de controle.

A fase gasosa saturada sai do vaso através de *demister*, entrando pela parte inferior da Torre via bandeja com chaminés e passa por leito de recheio. Neste leito o gás entra em contato com glicol em contra-corrente, é desumidificado e sai pelo topo da Torre, retornando para a Unidade de Compressão de Gás, na alimentação do 3º estágio de compressão.

O glicol 99.9% - pobre em água - entra na Torre pelo topo através de um distribuidor, escoar pelo leito de recheio em contra-corrente com o gás úmido. O glicol rico em água sai por baixo, sendo coletado na bandeja de chaminés e removido com vazão controlada de acordo com o nível na torre de desidratação - através de válvula de Controle.

No topo da torre está instalado eliminador de névoa para reter TEG arrastado, minimizando as perdas.

A eficiência da Torre é verificada por um analisador de teor de umidade instalado na linha de saída de gás desidratado.

Um ponto de amostragem está instalado na linha de gás desidratado de 8", para coleta de amostra, através da linha 3/4".

Estão instalados dois pontos de amostragem de TEG: um na linha de alimentação de TEG pobre de 2" e outro na linha de saída de TEG rico de 2".

3.3 Unidade de Regeneração de TEG

O objetivo da Unidade de Regeneração é remover a água e hidrocarbonetos absorvidos pelo glicol ao passar na Torre de Desidratação.

Para tanto são necessários o aquecimento e redução da pressão da corrente de glicol rico para vaporização da água e separação dos hidrocarbonetos absorvidos.

A Unidade de Regeneração é composta basicamente de um refeedor, uma torre de destilação, filtros, bombas e trocadores de calor. O refeedor é dotado de resistências de aquecimento elétricas, que mantém a temperatura do TEG durante a regeneração em 204°C.

O TEG regenerado é bombeado para o topo da torre desidratadora, e do seu fundo sai um TEG rico em água. Este é aquecido e expandido no regenerador. A eliminação total da água absorvida é feita em pressão atmosférica e com ajuda de

calor. O TEG regenerado e quente é filtrado e resfriado via troca calor com o TEG rico (úmido), e enviado para a bomba de recirculação. E retorna à Torre de desidratação via resfriador.

3.3.1 Descrição da Unidade

A Unidade de Regeneração é composta por 2 Unidades de Regeneração e Resfriadores de TEG que são interligados às 3 Torres de desidratação.

A corrente de TEG rico proveniente das 3 Torres segue para um header de alimentação das Unidades de Regeneração. Normalmente só 2 Torres de desidratação estão em operação, de forma que cada uma é alinhada com uma das unidades de regeneração.

No entanto, durante a operação com carga máxima de gás a corrente de TEG rico da desidratação deve ser dividida igualmente pelas Unidades de Regeneração. Como não há Controle de vazão para alimentação da regeneração, o arranjo de tubulação deve assegurar a distribuição simétrica da vazão.

A corrente de TEG rico ao sair da Torre de desidratação tem sua pressão reduzida via estação de Controle e segue para a regeneração. Parte deste fluxo passa pelo Condensador de Refluxo - serpentina instalada na Torre de Destilação de TEG – trocando calor com a corrente de vapor ascendente proveniente do Vaso Regenerador de TEG. O TEG é pré-aquecido, condensando os vapores que sobem pela torre.

O TEG pré-aquecido, juntamente com a parte da corrente que não passou pelo condensador, alimenta o Permutador TEG frio /TEG quente, cuja função é aquecer o TEG rico em água até 102°C antes de ser expandido no vaso de flash, usando como fonte quente o TEG pobre que sai do permutador.

A finalidade desta troca térmica é elevar ao máximo possível a temperatura do TEG rico à entrada do vaso de flash, facilitando a separação dos hidrocarbonetos líquidos presentes na corrente de TEG rico. Não há Controle de temperatura já que é desejável maximizar a troca térmica.

O TEG rico segue para o Vaso de “Flash” aonde ocorre a expansão do TEG com liberação do gás absorvido e separação dos hidrocarbonetos líquidos arrastados, que são recolhidos na câmara de hidrocarbonetos e eliminados para a drenagem fechada.

Os hidrocarbonetos líquidos que entram neste vaso formam, devido à diferença de densidade, uma camada estratificada acima do nível do TEG. A altura desta camada é mantida por um vertedouro interno que desvia o fluxo de hidrocarbonetos líquidos para a câmara de hidrocarbonetos do vaso. O nível desta câmara é Controlado e seu conteúdo descartado para drenagem fechada.

O gás gerado mantém a pressão do vaso em 487 kPag e é liberado para a rede de *flare* de baixa pressão. Caso seja necessário pressurizar o vaso está prevista a injeção de gás combustível.

A corrente de glicol rico em água passa pelo Filtro de Cartucho Primário de TEG para a remoção de partículas sólidas maiores que 10 µm e segue para o Filtro de TEG de Carvão Ativado. Este filtro de carvão é dimensionado para 10% da vazão total de TEG rico e tem como função remover as partículas de hidrocarbonetos e resíduos resultantes da degradação do glicol.

Uma vez que a remoção destes resíduos não é crítica, é possível operar a unidade de regeneração por um curto período sem este filtro.

O TEG filtrado segue para o Filtro de Cartucho Secundário de TEG, também dimensionado para 10 % vazão total de TEG, para remoção de partículas sólidas remanescentes e eventuais partículas de carvão arrastadas.

Após a filtração, o TEG rico alimenta o Permutador TEG/TEG quente. A função deste trocador é aquecer o TEG rico em água até 171°C, usando para tanto a corrente de TEG pobre (regenerado) do Regenerador a 204°C . Este trocador tem o duplo propósito de reduzir a carga térmica no Vaso Regenerador e do resfriador de TEG. Não está previsto Controle de temperatura uma vez que é desejável aquecer o máximo possível o TEG rico e resfriar o TEG pobre o máximo possível – maximizando a troca térmica.

O TEG aquecido alimenta a torre de regeneração de TEG. Esta torre é montada sobre o Vaso Regenerador e opera à pressão quase atmosférica.

A torre apresenta 2 seções de leito de recheio. A 1ª localizada na parte inferior com a função de remover vapor d'água da corrente de TEG rico pelo contato com os vapores ascendentes do vaso.

O 2º leito fica localizado acima do ponto de alimentação de TEG rico e visa reduzir a perda de TEG arrastado com os vapores que saem da torre. Um ponto de amostragem está instalado na linha de gás para a rede de *vent de 4"*, para coleta de amostra, através da linha de 3/4".

A torre também possui condensador - serpentina de 2" – responsável pelo resfriamento e condensação parcial dos vapores, gerando refluxo de líquido. À medida que escoar pela torre a corrente de TEG cresce em temperatura e em pureza. Como o fundo da torre está conectado ao Vaso, o TEG parcialmente regenerado segue para o Vaso Regenerador.

Neste vaso o TEG é aquecido até 204 °C para ebulição e vaporização da água ainda presente no TEG, produzindo uma corrente de TEG com 99% de pureza. Para o aquecimento do TEG estão instalados no Vaso Regenerador, 6 aquecedores elétricos, tipo resistências – A temperatura de aquecimento não deve ultrapassar os 204 °C sob risco de degradação do TEG. Pela mesma razão a pressão de operação do vaso deve ser próxima da atmosférica permitindo que a temperatura de regeneração não seja excessivamente alta.

O TEG com 99% de pureza segue por gravidade para a torre espargidora, onde ocorre a etapa final de regeneração com a obtenção de TEG com 99,9% de pureza.

Na T-123302 A/B pequena parte de água ainda presente é removida pela passagem de gás combustível em contra-corrente com TEG através de leito de recheio. A redução ainda maior do teor de água ocorre graças à grande afinidade da água com os vapores de hidrocarboneto do gás combustível.

O TEG regenerado com 99,9% de pureza segue para os trocadores de calor, onde é pré-resfriado e a corrente gasosa segue para o vaso regenerador.

É possível operar a unidade sem a Torre de TEG, para tanto está prevista a injeção de gás combustível no vaso de regeneração.

O TEG pobre pré-resfriado @ 93 °C segue para o Vaso Abastecimento de TEG, cuja função é amortecer as flutuações de processo do sistema, armazenando o TEG regenerado antes do bombeamento de volta às Torres de Desidratação.

O TEG armazenado é bombeado pelas bombas de recirculação para os Resfriadores de TEG, onde o TEG pobre é resfriado @ 37,5 °C, usando como fonte fria água de resfriamento.

Durante a operação normal cada uma das bombas opera dedicada a uma das três Torres. Uma 4ª bomba reserva instalada pode ser interligada com qualquer uma das descargas das outras 3 bombas. O TEG pobre resfriado retorna então à Torre de Desidratação de Gás.

Está previsto um ponto de amostragem na linha de saída de TEG através de uma linha $\frac{3}{4}$ “.

Em caso de manutenção toda a unidade de regeneração deve ser esvaziada (trocadores, torres, vasos...). Nestes casos o TEG é descartado via *header*, sendo todo o inventário coletado no Vaso de Drenagem.

Este vaso também é usado para reposição de TEG em função das perdas (por arraste, na limpeza dos filtros, etc).

A transferência de TEG do Vaso de Drenagem para a Unidade de Regeneração utiliza como força motriz gás combustível. Para tal está prevista uma injeção de gás inerte no vaso.

3.4 SISTEMA DE EXPORTAÇÃO DE GÁS PARA PNA-1

Segue abaixo um exemplo de exportação de gás empregado na Bacia de Campos envolvendo a plataforma possuidora de gasoduto Namorado 1.

3.4.1 Descrição do Sistema – Sistema de Exportação de Gás para PNA-1

O Sistema de Exportação de Gás é constituído do header de exportação de gás para a Plataforma PNA-1, localizada no Campo de Namorado, e do lançador de pig.

O volume de gás proveniente do 3º estágio de compressão, comprimido a 17580 kPag, é enviado para o header de gás lift e para o header de gás de exportação. Parte do gás de exportação é enviada para o Sistema de Gás Combustível para consumo interno do FPSO.

O excedente de gás comprimido é exportado para a plataforma PNA-1.

A pressão de gás exportado para a plataforma PNA-1 é controlada pelas válvulas de controle de comando a distância a 16700 kPag.

Para prevenir corrosão interna da tubulação e formação de hidrato, são injetados no sistema produtos químicos através de bombas dosadoras, cujas regulagens de vazões devem ser ajustadas pelo operador de acordo com o fluxo de gás e na proporção recomendada. As capacidades de injeção de cada produto estão descritas no manual do equipamento.X

São os seguintes os pontos onde estão localizadas as conexões para injeção de inibidor de corrosão e inibidor de formação de hidrato:

- Inibidor de corrosão: header de exportação de gás numa linha de 8" através de válvula SDV numa linha de 1/2";
- Inibidor de formação de hidrato: header de exportação de gás numa linha de 8" através de válvula SDV numa linha de 1/2".

3.4.2 Sistema de Medição Fiscal do Gás Exportado

A medição fiscal do gás exportado é registrada através de instrumento de medição de fluxo localizado numa linha de 8".

3.4.3. PARTIDA – Sistema de Exportação de Gás para PNA-1

Procedimentos:

1. Verificar se as válvulas e bujões de drenagem e vent das tubulações estão fechados;
2. Verificar se estão fechadas as válvulas de bloqueio que não interessam a operação, garantindo o isolamento em relação aos demais sistemas;
3. Verificar se as válvulas de bloqueio dos instrumentos estão abertas;
4. Verificar se todas as válvulas de despressurização estão fechadas;
5. Verificar se todas as válvulas identificadas como LO e LC estão travadas nas posições definidas nos fluxogramas;
6. Verificar se as posições das raquetes e das “Figuras oito” estão em conformidade com os fluxogramas;
7. Verificar a integridade das conexões e fiações elétricas envolvidas neste sistema;
8. Verificar se o suprimento de ar de instrumentos e o suprimento de energia elétrica estão garantidos;
9. Verificar a integridade das tubulações, mangueiras e acoplamentos hidráulicos envolvidos neste sistema;
10. Verificar se todo o sistema de tubulação foi completamente purgado e inertizado durante a fase de pré-operação;
11. Verificar se a Unidade Hidráulica está operacional;
12. Verificar se o Sistema de Inibidor de Hidrato está operacional;
13. Verificar se o Sistema de Inibidor de Corrosão está operacional;
14. Verificar se o riser do gasoduto proveniente da plataforma PNA-1 está devidamente acoplado;
15. Verificar se o sistema de segurança e a ECOS estão operacionais;
16. Verificar se o Sistema de Medição Fiscal de Gás está pronto para operar;
17. Verificar a certificação durante o estágio de pré-operação da estanqueidade das válvulas VET, e seu funcionamento;
18. Antes ‘da partida, verificar se todas as recomendações de segurança da fase de condicionamento e pré-operação foram incorporadas, atendidas e continuam atualizadas, para a entrada operacional definitiva do sistema

3.5 SISTEMA DE GÁS LIFT

3.5.1 DESCRIÇÃO DO SISTEMA

O Sistema de Injeção de Gás “*Lift*” é um método de elevação artificial de óleo utilizado em algumas Plataformas e consiste da injeção contínua de parte do gás comprimido no 3o estágio de compressão, nas linhas dos poços que não possuem adequada pressão de surgência, com o objetivo de gaseificar o fluido desde o ponto de injeção até a superfície, reduzindo a densidade da coluna de líquido formada nas linhas de surgência e com isto, limitados pela pressão interna do reservatório e dentro dos limites da perda de carga adicional, alcançar a vazão desejada para o poço.

A vazão de Gás “*Lift*” varia em função do tempo e da depleção do poço. Os valores inicialmente previstos estão na tabela da curva de produção de acordo com cada projeto.

O Header de Gás “*Lift*” possui uma PV que tem a finalidade de direcionar o excedente de gás comprimido não consumido pelo Gás “*Lift*” e pelo Sistema de Gás Combustível para o “*Header*” de exportação para a Plataforma PNA-1, localizada no Campo de Namorado.

O Sistema de Injeção de Gás “*Lift*”, é constituído basicamente dos seguintes componentes:

- “Header” de Gás “*Lift*” (8”-P-G2-0718);
- “Manifold” de Gás “*Lift*”
- 2 “*Sub-headers*” com diâmetros de 4”;
- 24 “*Sub-headers*” com diâmetro de 6”;
- Estação de Medição de Vazão para cada poço (FQI);
- Controladora de Vazão para cada poço (FV);
- Lançadores de Pig para remoção de parafina

O “*Header*” de Gás “*Lift*” encaminha o gás comprimido para os “*Sub-headers*” de injeção, distribuindo de acordo com a vazão requerida por cada poço. Esta vazão é controlada por válvula de controle (FV) e registrada por medidor de vazão (FQI) instalado na respectiva linha de injeção.

Em cada “*Sub-header*”, próximo à conexão com o “*riser*”, tem instalada uma válvula de “*shutdown*” (SDV), que é atuada por condições anormais de processo ou por ativação de ESD-2.

Para prevenir a corrosão interna das tubulações e a formação de hidrato, são injetados no “*Header*” de Gás “*Lift*” produtos químicos através de bombas dosadoras, cujas regulagens de vazões devem ser ajustadas pelo operador, de acordo com a vazão de gás e na proporção recomendada. Os procedimentos operacionais e as capacidades de injeção de cada produto químico estão descritas no manual do equipamento.

As operações de “*kick-off*” através do “*Header*” de Gás “*Lift*” devem ser feitas usando os compressores principais, os quais irão comprimir 60% de sua capacidade nominal para atingir uma pressão de descarga de 20590 kPa abs.

CAPÍTULO 4

TRATAMENTO DE ÁGUA PRODUZIDA

4.0 PROCESSAMENTO ÁGUA OLEOSA (PRODUZIDA)

4.1 - Descrição do Sistema

O Sistema de Tratamento de Água Produzida tem como objetivo tratar a água separada nos Trens “A” e “B” de separação e de tratamento de óleo, reduzindo o teor de óleo contido nesta água produzida a no máximo 20 ppm (v/v), de acordo com o estabelecido pela IMO para despejos no mar. O óleo recuperado é encaminhado para o *slop vessel* (tanque estrutural do FPSO utilizado pela produção) e daí, reinjetado na linha de produção.

Este sistema, possui dois trens de tratamento (Trem A e Trem B) associados aos respectivos trens de separação e tratamento de óleo e é composto basicamente dos seguintes equipamentos:

- Os Hidrociclones, cuja a função principal é eliminar o óleo arrastado pela água produzida, são do tipo vaso de pressão compartimentado, sendo cada compartimento associado a um conjunto de baterias de hidrociclones. Cada uma das baterias pode ser alinhada através de válvulas dispostas nas entradas desses compartimentos.

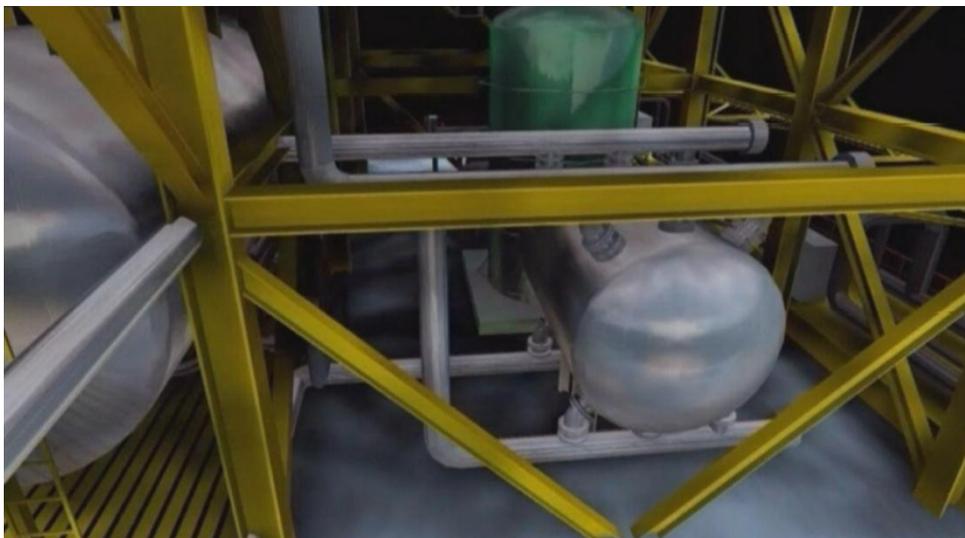


Figura 14 – Hidrociclone. Fonte: Petrobras – UN-RIO – Projeto Barracuda/Caratinga

- Os Flotadores, cuja a finalidade é o polimento da água a ser descartada para o mar, utilizam um elemento coalescedor para aglutinação das partículas de óleo, e aspensão, em contra corrente de gás combustível de baixa pressão, para arrastar as partículas de óleo para a superfície da água.

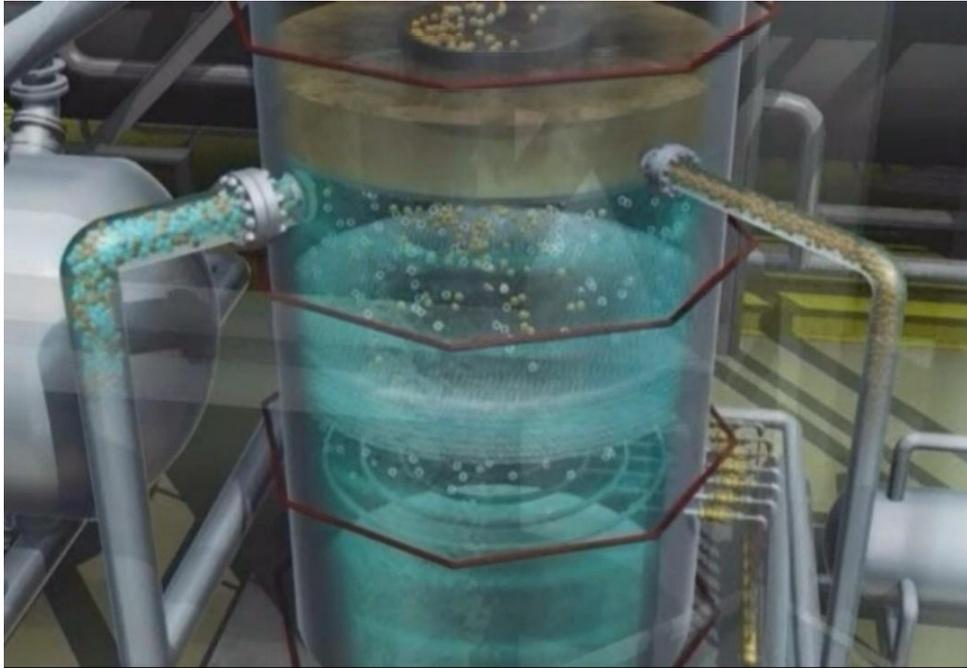


Figura 15 – Flotador. Fonte: Petrobras – UN-RIO – Projeto Barracuda/Caratinga

- Tanque de Água Produzida, cujo propósito é receber os efluentes dos flotadores e eventualmente do header de drenagem aberta de hidrocarbonetos, do header de drenagem aberta de áreas não classificadas e do header de drenagem aberta de áreas classificadas, para verificação do teor de óleo antes do descarte para o mar.

- Tanque de drenagem aberta cuja função principal é coletar efluentes do sistema aberto do Hidrocarboneto. No caso do tanque de drenagem aberta a manutenção pode também coletar efluentes do Sistema da Flutuação, drenos abertos de geradores de gás inerte, drenos abertos de área não classificada e drenos abertos da área classificada.

Descrições detalhadas dos princípios de operação dos hidrociclones e dos flotadores podem ser vistas respectivamente nos manuais.

As correntes de águas produzidas do separador de produção e do tratador de óleo, são conduzidas independentemente para o respectivo trem de hidrociclones, de

modo que a água separada no separador de produção é encaminhada para as baterias de hidrociclones e a água separada no tratador de óleo é conduzida para a bateria de hidrociclones.

As diferentes baterias de hidrociclones servem para ajustar uma vazão adequada de operação por hidrociclone considerando o intervalo de vazão de operação. Para isso, considerando o modelo do hidrociclone adotado e a sua faixa de vazão de operação recomendada, para cada vazão de operação de água produzida seleciona-se a bateria com quantidade de hidrociclone adequada para atender a esta vazão de operação.

O Controle da eficiência de separação água-óleo no nível ótimo é feito através de uma malha de controle de pressão diferencial, que mantém o diferencial entre a pressão da alimentação (Pf) e do rejeito de óleo (Por) na razão de 2 vezes maior que o diferencial entre a pressão da alimentação (Pf) e a pressão da água produzida tratada (Pta).

$$DP \text{ rejeito de óleo} = Pf - Por$$

$$DP \text{ água tratada} = Pf - Pta$$

$$DP \text{ razão} = DP \text{ rejeito de óleo} / DP \text{ água tratada} = 2$$

A razão dos diferenciais de pressão medidos controla as válvulas de controle instaladas a jusante dos equipamentos nas linhas de óleo recuperado.

Na linha de saída da água tratada está instalada uma válvula de controle de nível que controla o nível da interface de água e óleo do equipamento origem, isto é separador de produção ou tratador de óleo. Esta válvula controla a vazão de água produzida proveniente daquela origem bem como reduz a pressão desta mesma água para o valor requerido no estágio subsequente. Uma linha interligando a entrada de água produzida no vaso de hidrociclones a montante da válvula de bloqueio com a linha de saída de óleo recuperado também a montante da válvula de bloqueio, permite executar a retrolavagem dos hidrociclones alinhados, conduzindo a água de retrolavagem para a linha de saída da água tratada.

Quando a qualidade da água produzida for de tal ordem que possa dispensar o tratamento deste primeiro estágio de purificação (hidrociclones), ela deverá ser

direcionada para a linha de by-pass dos hidrociclones e conduzida diretamente para a Unidade de Flotação a Gás.

A água produzida, com o teor de óleo reduzido neste estágio de separação, associada as duas origens (separador de produção e tratador de óleo), é conduzida por uma única linha para o pré-aquecedor de óleo. Na entrada do pré-aquecedor, a temperatura da água produzida é de 80°C e na saída de 40°C.

Os hidrociclones são isolados termicamente para a condição de conservação de calor, de modo a maximizar o aproveitamento de calor remanescente do processo de separação e tratamento de óleo no Pré-aquecedor.

O óleo recuperado é conduzido para o vaso de drenagem.

A água produzida resfriada é conduzida ao flotador, onde o seu teor de óleo é reduzido de um valor máximo na sua entrada de 300 ppm para 20 ppm conforme requisitos ambientais. O flotador utiliza aspensão (borrifo) em contra corrente de gás combustível de baixa pressão através de tubos aspersores (borrifadores) internos, sendo provido de uma camada interna de elemento coalescedor para auxiliar este processo de flutuação no sentido de recuperar o óleo emulsionado. O óleo recuperado é coletado através de vertedor em canal circular na parte superior do vaso para ser conduzido para vaso de drenagem. O gás utilizado para aspensão é coletado na parte superior do vaso e conduzido para o flare de baixa pressão. a água produzida tratada e na especificação final é conduzida para o tanque de água produzida.

O suprimento de gás tem sua pressão controlada por uma válvula de controle e a pressão do flotador também é controlada por uma válvula de controle na linha de descarte de gás para o flare de baixa pressão. Tanto a linha de saída de água tratada como de óleo recuperado possui válvula de controle de nível para controlar respectivamente o nível de interface óleo / água do flotador e do óleo na câmara de coleta de óleo recuperado. O flotador é provido de uma linha de by-pass da água produzida de sua entrada para linha de saída de água tratada. Cada um dos flotadores está normalmente associado a seu respectivo Trem, mas, devido a sua capacidade mais do que suficiente (10000 m³/dia) pode eventualmente prever uma operação em que um flotador pode atender a operação conjunta de dois trens

simultaneamente. Isto pode ser realizado através da linha que interliga a linha de água produzida do trem A com a linha de água produzida do Trem B. Esse tipo de operação deve ser realizado de uma maneira cuidadosa, visto que, todo intertravamento de segurança (*shut-down*) continua válido somente para os equipamentos relativos ao mesmo trem, passando desta forma, a operação do equipamento do outro trem ser assistida.

As linhas de saída de água tratada dos flotores se interligam formando a linha a qual é encaminhada para o tanque de água produzida e posteriormente para overboard, após ser verificado o teor de óleo na água de descarte. Caso o teor de óleo esteja acima do valor recomendado pela Marpol, 20 ppm, a água de descarte será desviada para o Tanque de Slop Sujo, através do comando automático para fechamento da válvula de descarte para o mar, abertura da válvula de aspiração da bomba e partida da bomba de transferência para o slop

O Tanque de Água Produzida é mantido permanentemente inertizado através da linha oriunda do Gerador de Gás Inerte.

Injeção de Inibidor de emulsão invertida (polieletrólito) é prevista nas saídas da água produzida nos separadores de produção, nas saídas da água produzida nos tratadores de óleo, nas saídas da água produzida dos hidrociclones dos separadores de produção e nas saídas de água produzida dos hidrociclones dos tratadores de óleo. Também nas entradas de água produzida nos pré-aquecedores há previsão de injeção de inibidor de emulsão invertida. Essas injeções servem como tratamento coadjuvante. Em princípio, o tratamento da água produzida executado pelos equipamentos (hidrociclones e/ou flotor), deverá atingir a especificação requerida para água tratada sem depender desta injeção.

CAPITULO 5

5.0 TRATAMENTO DA ÁGUA DE INJEÇÃO

5.1 Descrição do Sistema

O principal método de preservar a pressão do reservatório e recuperar o máximo de óleo produzido é injetar água do mar nele. A água do mar é captada, principalmente, para servir como fonte fria do sistema fechado de água doce de resfriamento e, após passar pelos trocadores de placas, boa parte desta água é injetada no reservatório e o excedente devolvido para o mar.

A quantidade de água de injeção necessária varia com os anos, de acordo com a tabela da curva de produção de cada projeto.

A água do mar que vem dos trocadores de placas entra no pré-filtro de água do mar, que tem como objetivo reter partículas maiores que 80 micra³. A quantidade de O₂ dissolvido na água é reduzida nos trocadores de placas devido ao aumento de temperatura.



Figura 16 – Torre desaeradora. Fonte: Petrobras – UN-RIO – Projeto Barracuda/Caratinga

³ Micra é o plural de micron e equivale a um milésimo de milímetro

Em seguida, a água filtrada é enviada para a desaeradora, onde o oxigênio é retirado por extração com gás combustível de baixa pressão. A retirada de oxigênio é feita para evitar o desenvolvimento de microorganismos dentro dos poços e diminuir a natural corrosividade da água do mar. A água filtrada entra no topo da desaeradora e passa por um recheio de anéis de plástico tipo Pall, em contracorrente com o gás. O teor máximo de O_2 na saída da desaeradora é de 0.05 ppm (partes por milhão)

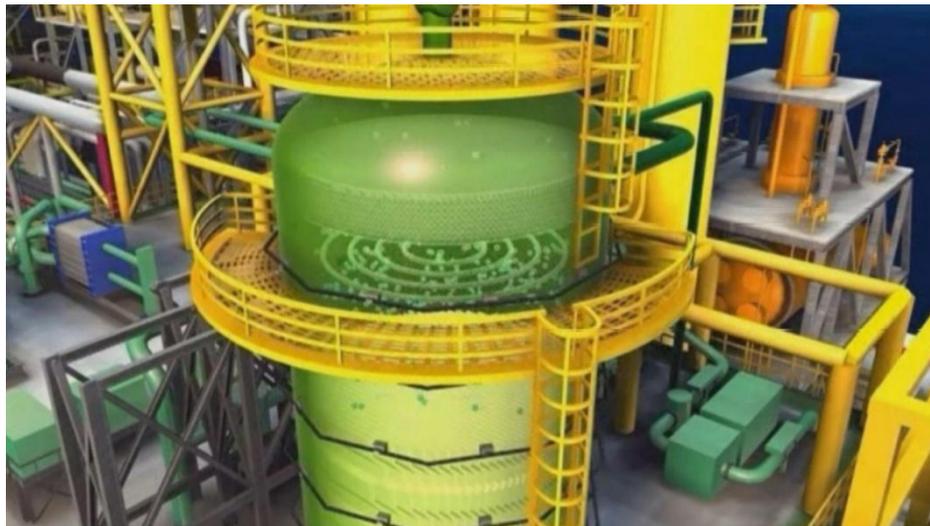


Figura 17 – Topo da desaeradora. Fonte: Petrobras – UN-RIO – Projeto Barracuda/Caratinga

Quando a desaeradora é desviada devido à manutenção, para facilitar a desaeração da água é injetado na linha de saída da torre sequestrante de oxigênio (*oxygen scavenger*), biocida (*1000 ppm uma vez por semana durante 4 horas*) e biodispersante (*uma vez por semana*).

Quando o sistema de gás combustível não estiver em operação, para facilitar a desaeração da água é injetado continuamente o sequestrante de oxigênio na torre e biocida na linha de entrada de água do mar.

O gás liberado pela desaeradora é enviado normalmente para o resfriador do compressor *booster*, ou numa eventualidade para o *flare* de baixa.

A água filtrada e desaerada é injetada nos poços, sendo utilizadas as bombas de injeção, que operam em paralelo. A pressão requerida para injeção é de 19646 kPa abs. O excesso de água bombeado é direcionado para *ao mar*.

CAPÍTULO 6

Como já foi mencionado no CAPÍTULO 2 o óleo produzido e tratado chega aos tanques de carga através dos trens de produção que nada mais são do que rede de carga de grane diâmetro. Alguns projetos utilizam a gravidade para transferir o óleo para os tanques. Em outras plantas de processo o óleo chega aos tanques através de bombas de transferência.

Nas unidades flutuantes de produção do tipo FPSO a produção é contínua e por este motivo é necessário que se faça um plano de carregamento que contemple esta condição. O óleo é distribuído nos tanques de maneira que possa causar o menos esforço estrutural possível obedecendo parâmetros de estabilidade estabelecidos em projeto. Entre os parâmetros mencionados podemos citar: Trim, banda, GM, Força cortante, momento fletor.

6.1 PLANO DE CARGA E OFFLOADING

O plano de carga e offloading tem como finalidade carregar e descarregar os tanques, que receberam o óleo tratado pela planta de processo e que deverá ser transferido, de acordo com o Manual de Operação da embarcação, respeitando os parâmetros de estabilidade intacta estabelecidos pela IMO e Sociedade Classificadora, possibilitando a estocagem e exportação contínua de óleo de forma eficiente e segura. Em um FPSO sua execução necessita de constante acompanhamento e revisão uma vez que a Unidade carrega intermitentemente e muitas vezes há a necessidade de se efetuar um offloading antes da data programada.

Os trabalhadores dos postos E1 (Oficial de Náutica da Sala de Controle) e Coemb (Coordenador de embarcação) são os responsáveis pelo processo de elaboração do plano de offloading. Qualquer mudança na seqüência do plano de carga aprovado, só poderá ser realizada com autorização do Coemb.

Deve-se manter acompanhamento dos parâmetros de estabilidade requeridos pela IMO e as premissas do manual de estabilidade da unidade durante as operações de carregamento e offloading.

O plano deve ser elaborado, em todas as suas etapas, de modo a obedecer os limites impostos pela estrutura da unidade.

Neste exemplo os limites são:

- O Momento fletor e a Força cortante devem estar entre -95 e 95% do limite permitido (condição mar), buscando-se, sempre, o valor mais próximo de zero.
- O Trim não deve ser superior a 4,50 metros para ré ou 1,00 metro para vante.
- A Banda não deve ser superior a 1,5° para nenhum dos bordos.
- O Braço metacêntrico deve ser mantido positivo e, se possível, na faixa entre 6,50 e 14,50 metros a fim de garantir um melhor comportamento hidrodinâmico.
- A Altura metacêntrica deve ser mantida positiva, não ultrapassando 25,10 metros e, se possível, ficar entre 14,00 e 17,00 metros a fim de garantir uma melhor condição de estabilidade.
- Uma particularidade deste projeto: os tanques descarregados devem ficar com um mínimo de 15% do seu volume total, para diminuir o efeito de superfície livre, excetuando-se os tanques laterais 2 (BB/BE), 3 (BB/BE) e 4 (BB/BE), que deverão ser carregados com pelo menos 35% de suas capacidades máximas, respeitando a "borda livre" mínima de acordo com IMO ICLL em cumprimento aos requisitos das regras ABS.

Obs.: O plano deve procurar fazer com que o navio sofra os menores esforços possíveis, dentro das melhores condições de estabilidade, respeitando os parâmetro acima citados.

Recursos necessários

- Load Calculator (software – calculador de esforços utilizado a bordo de algumas Unidades Flutuantes de Produção)
- Manual de Operação
- Trim and Stability Booklet;
- Sistema SSTAB (software utilizado pela Petrobras e aprovado pela sociedade classificadora que simula as condições de estabilidade das Unidades Flutuantes de Produção).

Ações imediatas e corretivas em caso de anomalias

- Em caso de banda maior que 3°, informar ao Coemb e restabelecer condições normais;
- Em caso de falha no sistema Autrônica (Sistema de medição radar de nível, temperatura e pressão dos tanques de carga, utilizado em alguns FPSO's) e Load Calculator, informar ao Coemb e acompanhar o plano pelo sistema SSTAB;

- Em caso de água aberta resultante de uma colisão, acionar o Plano de Emergência Setorial – PES (Plano de Emergência Setorial).

6.2 COMPUTADOR DE CARGA

É usado a bordo dos FPSOs da Petrobras o programa computadorizado de carregamento e estabilidade “SSTAB” para calcular as condições de carga e efetuar o controle de estabilidade da unidade, calculando a condição de estabilidade e verificar se a mesma encontra-se de acordo com os requisitos de estabilidade da IMO e sociedades classificadoras.

Além de fornecer os dados habituais de estabilidade intacta, o programa possui uma interface que calcula e simula a condição de estabilidade e esforço da unidade em situações de emergência, como segue :

- Condição de alagamento (Flooded) : Os compartimentos são alagados devido a vazamento interno de redes, rompimento de anteparas, etc..., não considerando entrada de água do mar.
- Condição de avaria (Damaged): Considera avarias no casco e redes que permitem a entrada de água do mar ou saída de óleo dos tanques. O programa também fornece um dado muito importante em casos de emergência devido a inclinação e imersão vertical : a posição em relação ao nível do mar dos diversos pontos de alagamento da unidade.

Outro dado importante é que o peso da planta de processo acima do convés principal e o peso das amarras do FPSO é minuciosamente computado neste programa, pois a falta destes valores compromete totalmente a estabilidade da unidade.

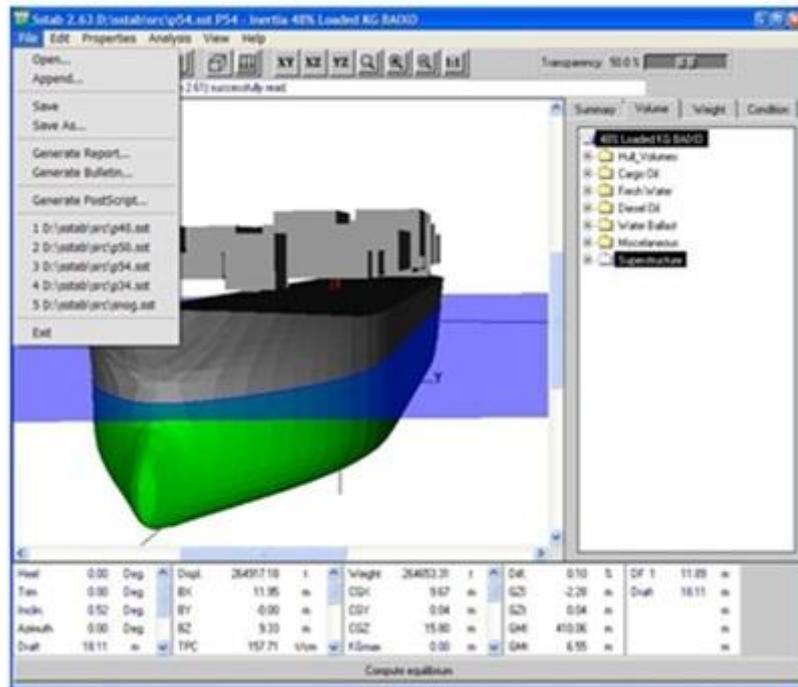


Figura 18 - Visão do programa Sstab (Fonte : PUC RJ, 2003)

6.3 ESTOCAGEM DE ÓLEO

A estocagem de óleo no FPSO inicia-se através dos trens de produção A e B onde o operador E1 direciona o óleo para o tanque desejado cumprindo o estabelecido no plano de carregamento. O processo de recebimento de óleo proveniente da planta de processo para os tanques de carga pode ser feito por gravidade ou através de bombas (em algumas Unidades FPSO's), sendo que para cada tanque existe um conjunto de válvulas de alinhamento. Durante o tempo de residência do óleo no tanque deve ser feito o monitoramento do teor de BS&W que deverá estar abaixo de 1,0 %. BS&W é a sigla para "Basic sediments and water", que é a medida em base volumétrica da concentração de água e sólidos presente no óleo. Os tanques de carga e Slop deverão ter sido inertizados previamente com o auxílio do gerador de gás inerte e possuir em seu interior um teor de oxigênio em sua atmosfera menor que 8% evitando assim uma mistura explosiva. A pressão dos tanques é monitorada pela ECOS e deve ser inferior a 100 mBar e superior a -5 mBar evitando-se respectivamente explosão ou implosão. Este sistema possui um conjunto de válvulas de alívio instaladas nas linhas de admissão e purga de gás inerte. O controle da pressão pode ser feito manualmente ou automaticamente através de válvulas PV que para o "vent post" instalado no flare.

6.3.1 MEDIDORES DE NÍVEL DOS TANQUES DE CARGA E LASTRO

Os níveis dos tanques de carga são em geral monitorados por sistemas radar, que enviam um sinal de um transmissor situado no convés ao nível do líquido e recebem o sinal refletido. A pressão do gás inerte também é medida através de um sensor posicionado na sonda radar. Todos os dados são então enviados à sala de controle central onde é calculado o total de óleo em cada tanque. A exatidão deste equipamento normalmente é de +/- 5 mm e melhora à medida que o nível do líquido se aproxima do topo do tanque. Quando o nível do tanque estiver baixo, pode haver interferência no sinal devido à estrutura de aço e são necessários chapas defletoras para melhorar e reduzir estas interferências aumentando a precisão. Embora os sistemas de radar de tanque sejam intrinsecamente muito confiáveis, devem ser realizadas verificações regulares quanto à sua exatidão

Está disponível a bordo um equipamento que auxilia o operador quanto a confiabilidade da leitura recebida na ECOS pois esta pode ser feita manualmente no campo e comparada aos valores indicados na sala de controle: a trena eletrônica para uso em sistema de ulagem hermeticamente fechada. Este equipamento é dotado de sensores que informam a temperatura, o valor de ulagem e interface. O emprego deste equipamento protege o operador da exposição aos gases e hidrocarbonetos presentes na carga durante a abertura da boca de ulagem. Quando inserido no tanque o sensor desce emitindo som característico que muda ao contato com o meio líquido indicando que o sensor atingiu a camada de óleo. O equipamento possui um outro sinal sonoro diferente do anterior que soa quando o sensor atinge a camada de água. Com estas informações o operador utilizando as tabelas de ulagem e recursos auxiliares tais como o computador de carga, efetua as devidas correções de banda e trim consegue determinar a quantidade exata de óleo e água no tanque. Esta operação é de suma importância para determinar o teor de BS&W e providenciar as devidas correções para manter a boa qualidade do óleo.

Os tanques de lastro utilizam outro método de medição de nível nos tanques : medidor de nível por pressão hidrostática. Os sensores ficam instalados no fundo do tanque e a altura da coluna de água é calculada de acordo com a pressão que a mesma exerce sobre os mesmos.

6.3.2 TEMPERATURA DE CARREGAMENTO

Em FPSOs a temperatura do óleo estocado é medida através de três sensores montados no interior do tanque, de modo que sejam verificados os valores no topo, meio e fundo do tanque e, desta maneira, seja obtida uma média com estes valores.

6.3.3 ALARMES DE NÍVEL ALTO DOS TANQUES DE CARGA

Em cada tanque de carga existem dois sensores que indicam na sala de controle os alarmes de nível alto (high alarm) e muito alto (high-high alarm), respectivamente 95% e 98% de nível, que tem a finalidade de evitar o transbordamento (*over flow*) dos tanques de carga. Quando os alarmes são atuados soa um sinal sonoro e visual tornando-se urgente uma ação do operador para corrigir eventuais desvios de processo. O tanque alarmado deve ter seu nível reduzido imediatamente para um tanque com menor nível, seja com bomba de carga ou gravidade. Outras operações que possam desviar a atenção do operador devem ser imediatamente interrompidas.

6.3.4 PARÂMETROS DE QUALIDADE DO ÓLEO

O técnico químico a bordo verifica a qualidade do óleo a ser exportado, calculando o teor de BS&W (água principalmente), salinidade (medida da quantidade de sais presentes) e gás sulfídrico. Caso algum tanque esteja fora de especificação o óleo contido nele não poderá ser utilizado na operação de offloading. Se houver alguma irregularidade, o óleo deverá ser tratado a fim de ser enquadrado. De acordo com Abreu (2006), os seguintes valores limites devem ser rigorosamente seguidos :

- BSW < 1,0 % se a carga seguir para refinarias nacionais;
- BSW < 0,5 % se a carga for exportada para outros países;
- Salinidade < 570,0 mg/li se a carga seguir para refinarias nacionais;
- Salinidade < 100,0 mg/li se a carga for exportada para outros países;
- H₂S < 3,0 ppm na fase líquida.

Este controle é de grande importância, devido à corrosividade natural existente no petróleo e o mesmo ter que chegar aos terminais e refinarias dentro dos limites de especificação, a fim de que não sejam danificados equipamentos, bombas e tubulações.

6.4 AÇÕES A SEREM TOMADAS ANTES DO OFFLOADING

As quantidades de óleo disponíveis para offloading são monitoradas e informadas diariamente aos setores diretamente envolvidos para que o setor de programação da empresa possa providenciar um navio aliviador com ETA (data-hora estimada de chegada) pelo menos 48 horas de antecedência ao *TOP* da Unidade (tanques totalmente carregados).

6.4.1 AMOSTRAS DA CARGA

Na véspera da chegada do aliviador o operador da sala de controle deve solicitar ao operador de campo a retirada de amostras de todos os tanques de carga para serem enviadas ao laboratório para análise de BS&W. As amostras são retiradas a meia altura da coluna de líquidos do tanque obedecendo procedimentos específicos. A retirada é feita tanque a tanque, obtida na boca de ulagem, mergulhando-se um saca-amostras

6.4.2 RETIRADA DE INTERFACES DOS TANQUES DE CARGA

Entende-se por interface dentro de um tanque de carga a diferença de altura de fluido observada entre o óleo e a água denunciando sua presença indesejável no tanque a ser descarregado. Durante o tempo que o óleo permanece no tanque de carga ocorre a decantação da água remanescente do processo de separação. Esta água fica depositada no fundo do tanque pois o óleo é menos denso. De posse do valor de interface no tanque de carga o operador da sala de controle deve providenciar sua drenagem para um tanque de resíduos (slop tank) numa operação conhecida como raspagem.

6.4.3 RASPAGEM

Faz parte da rotina de monitoramento da qualidade do óleo armazenado a operação conhecida como raspagem. O óleo tratado na planta de processo e enviado para os tanques de carga não está 100% puro e contém uma pequena porcentagem de água que decanta dentro do tanque de carga durante o período de residência. Torna-se necessário o monitoramento dessa água através da retirada de amostras de óleo que são analisadas em laboratório. Também são realizadas sondagens utilizando

trena eletrônica que emite um sinal sonoro diferente daquele emitido quando o sensor chega à superfície de óleo. A partir do valor indicado de ulagem o operador utilizando a tabela de ulagem própria e fazendo a correção para trim e banda consegue determinar qual a quantidade de água existente no tanque. Antes da operação de offloading esta água deve ser removida dos tanques de carga e enviada a um tanque de resíduos garantindo a qualidade do óleo a ser exportado para o navio aliviador e isso se faz alinhando as válvulas das linhas de fundo para a bomba de carga e da bomba de carga para o slop sujo. Esta água terá que permanecer no slop sujo para decantar e só então será transferida para o slop limpo para posterior descarte para o mar obedecendo o limite de 15 ppm conforme o estabelecido na convenção MARPOL, ANEXO I, através do sistema de descarte via hidrociclone. O óleo puro que foi separado da água retorna para os tanques de carga para ser transferido em um próximo offloading.

6.5 SISTEMA DE GÁS INERTE

Uma das medidas de maior importância para garantir a segurança da área de carga é o monitoramento da atmosfera explosiva dos tanques. Conforme recomendações do ISGOTT faz-se necessário um acompanhamento sistemático do teor de O_2 nos tanques sempre abaixo de 8% mantendo uma pressão positiva no seu interior. Para isso existe o sistema de gás inerte. Um tanque de carga pode ser inertizado com nitrogênio (sistema muito utilizado em navios químicos e gaseiros), entretanto num FPSO devido ao grande volume dos tanques e a menor possibilidade de contaminação da carga por gás inerte torna-se anti-econômico a utilização de nitrogênio. Por este motivo utiliza-se um sistema mais barato.

Nos projetos mais antigos a obtenção de gás inerte era feita a partir do aproveitamento dos gases obtidos na combustão das caldeiras. Em projetos mais modernos utiliza-se geradores projetados exclusivamente para este fim. O gás inerte proveniente dos geradores é mais limpo e com menos contaminantes. Geralmente durante a estocagem de óleo não é necessário utilizar o sistema de geração de gás inerte, pois a pressão nos tanques é mantida através dos vapores emanados pelo petróleo produzido

De acordo com Castro (1996), um FPSO normalmente é equipado com dois

geradores de gás inerte e o sistema deve poder fornecer 125% da capacidade total de descarregamento a fim de evitar o vácuo nos tanques de carga.

Segue abaixo um exemplo de operação de um gerador de gás inerte que atende a este propósito:

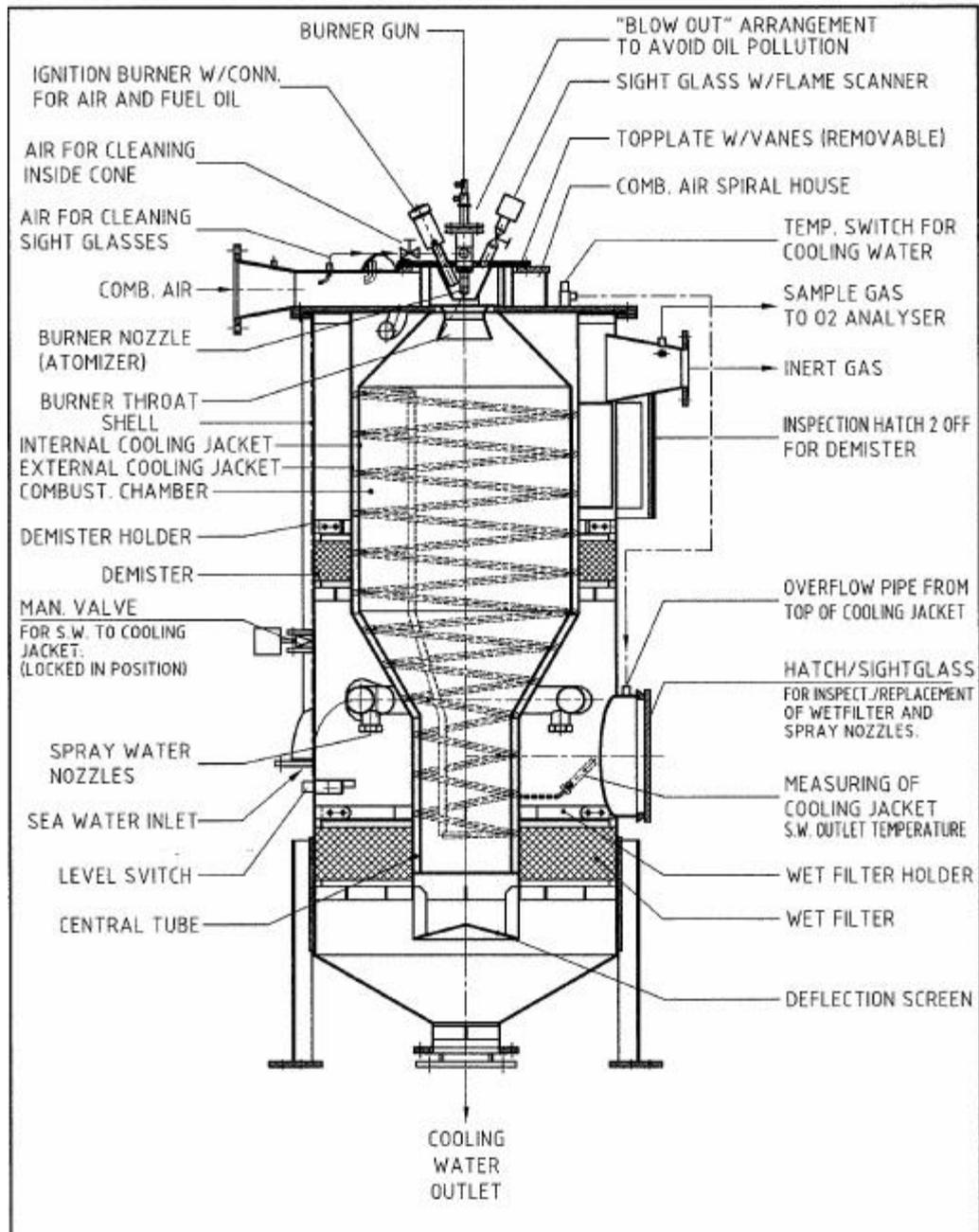


Figura 19 – Esquema do Gerador de Gás Inerte – Scrubber
 Fonte: Manual de operação – GGI Hamworthy KSE a.s, Moss

6.5.1 PARTIDA E PARADA DO GERADOR DE GAS INERTE

- Antes da partida do gás inerte, verificar se o nível do tanque vacuum breaker está normal. Caso esteja abaixo do nível, completá-lo;
- Verificar se a pressão na torre de limpeza e resfriamento irá subir de aproximadamente 30 mbar para aproximadamente 150 mbar, após o início da combustão. Caso a pressão chegue a 180 mbar, o PSH que está calibrado com um retardo de 40 segundos, atuará e o gerador irá parar automaticamente. Após 3 tentativas de partida do gerador, caso não tenha sucesso, acionar COEMB;
- Após a partida do gerador, manter as portas do compartimento fechadas, de acordo com as normas de operação;
- Após a parada do gerador, manter o painel do gerador de gás inerte energizado e as portas de acesso ao compartimento, fechadas.
- O sistema possui redundância, ou seja, 2 geradores. O gerador de gás inerte deve sempre ser partido ou parado com óleo diesel;
- Solicitar ao operador na sala de controle que acompanhe a partida da bomba de resfriamento do gerador de gás inerte, verificando se as válvulas de hipoclorito estão sendo fechadas no automático. Caso não esteja, operá-la manualmente e solicitar manutenção;
- Quando em situação de emergência parar o gerador pelo botão "emergency stop", neste caso o ventilador e a bomba de resfriamento irão parar imediatamente. Caso isto ocorra, antes de partir novamente o gerador, efetuar manualmente uma purga do sistema;
- Se necessário utilizar a bomba de serviços gerais, caso a bomba de refrigeração da torre de lavagem (scrubber) não esteja disponível. Ao partir a bomba, aguarda-se cerca de 10 seg e começa a abrir a válvula de descarga que envia água para o scrubber, até a pressão normalizar no sistema. Gerador liberado para funcionamento.
- Avisar aos operadores da seção de máquinas (utilidades), antes de partir as Bombas do Gás Inerte.

Nota: Quando operar o gerador com as bombas de refrigeração em modo manual manter as válvulas de admissão de água no *scrubber* abertas manualmente.

O sistema trabalha com dois modos de partida:

I - Partida Automática

- Solicitar ao operador da sala de controle alinhar o tanque de diesel para o gerador a ser utilizado;
- Abrir SDV de gás combustível caso a operação do gerador seja com gás combustível
- Verificar se as lâmpadas do painel elétrico dos *dampers* estão verdes indicando *dampers* abertos. Caso não estejam, solicitar ao operador da sala de controle abertura dos *dampers*;
- Verificar se a ventilação forçada do compartimento do gerador de gás inerte está funcionando. Caso não esteja, solicitar ao operador da sala de controle partir a ventilação;
- Verificar se no painel elétrico dos sopradores (*blowers*) e bombas de óleo diesel se a luz de alarme está acesa. Caso esteja, atuar no botão de “rearme”;
- Verificar se não existe vazamento de óleo diesel no local;
- Verificar se o analisador de O₂ fixo está na posição de “*sample*”. Caso não esteja, posicionar o botão para esta posição;
- Apertar a tecla “start” no display “touch screen” do gerador que irá ser utilizado;
- Ao ativar a página de partida automática do gerador, selecionar a tecla “*select gen. A*” ou “*select gen. B*”, de acordo com o gerador a ser utilizado;
- Selecionar a tecla “*select oil*” ou “*select gas*” ;
- Pressionar a tecla “*START IGG AUTO*” e observar a seqüência de partida;
- Solicitar ao operador da sala de controle que acompanhe a partida da bomba de resfriamento do gerador de gás inerte;
- Após a partida da bomba, executar um reset em todos os alarmes no painel local dando seqüência na lógica de partida no gerador;
- Verificar se a pressão de entrada da água de refrigeração no gerador de gás inerte está entre 1,6 a 2,0 bar na câmara inferior e 0,7 a 1,0 bar na câmara superior. Caso não esteja, ajustar a válvula localizada no convés principal por boreste;
- Verificar se o soprador (*blower*) selecionado partiu automaticamente. Caso contrário, selecionar o outro soprador e pressionar novamente a botoeira do gerador “*START IGG AUTO*”;

- Verificar se a bomba de óleo diesel partiu automaticamente, aproximadamente 1 minuto após o soprador. Caso não tenha partido, selecionar a outra bomba e pressionar novamente a botoeira do gerador “*START IGG AUTO*”;
- Aumentar a amperagem do soprador quando a luz de indicação “*FRAME ON*” estiver acesa (verde) gradativamente até 75%, caso esteja operando com diesel.
- Observar pelo visor de chama se, 10 segundos após a centelha, houve a combustão. Se a operação abortar, reconhecer o alarme no painel, redefinir o gerador e pressionar novamente a botoeira de partida “*START IGG AUTO*”;
- Verificar o enquadramento do teor de O₂ (entre 3 e 4%). Se após 2 minutos da partida do gerador, o O₂ não estiver enquadrado, ajustar o analisador fixo de O₂, no indicador (rotômetro) “*AUTO O₂ - CONTROL RANGE INDICATOR*” (entre 25 e 30 % da escala).
- Verificar a indicação de gerador pronto após enquadramento do O₂. Confirmando a indicação, solicitar ao Operador da sala de controle a liberação para inertização dos tanques;
- Pressionar a tecla “*SELECT DECK*”, ao atingir o teor de O₂ em 3,5%;
- Ajustar na tela “*DECK*” a pressão de gás inerte para o valor 800mm H₂O.

II - Partida Manual

- Solicitar ao operador da sala de controle alinhar o tanque de diesel para o gerador a ser utilizado e abrir a SDV de gás combustível caso opere com gás combustível.
- Verificar se as lâmpadas do painel elétrico dos *dampers* estão verdes. Caso não estejam, solicitar ao operador da sala de controle abertura dos *dampers*;
- Verificar se a ventilação forçada do compartimento do gerador de gás inerte está funcionando. Caso não esteja, solicitar ao operador da sala de controle partir a ventilação;
- Verificar se no painel elétrico dos sopradores e bombas de óleo diesel se a luz de alarme está acesa. Caso esteja, atuar no botão de “rearme”;
- Verificar se não existe vazamento de óleo diesel no local;
- Verificar se o analisador de O₂ fixo está na posição de “*sample*”. Caso não esteja, posicionar o botão para esta posição;
- Apertar a tecla “start” no *display “touch screen”* do gerador que irá ser utilizado;

- Ao ativar a página de partida automática do gerador, selecionar a tecla “*select gen. A*” ou “*select gen. B*”, de acordo com o gerador a ser utilizado;
- Selecionar a tecla “*select oil*” ou “*select gas*” ;
- Selecionar a tecla “*MANUAL*”;
- Pressionar o botão “*MANUAL START/STOP*” ;
- Pressionar o botão “*S.W.PUMP*” , a bomba de refrigeração irá partir em 15 segundos;
- Pressionar o botão “*BLOWER*” , o soprador irá partir na capacidade de 25% (aguarde de 2 a 3 minutos a corrente estabilizar entre 110 a 115 amp) ;
- Pressionar o botão “*F.O.PUMP*”, a bomba de óleo irá partir em 15 segundos;
- Pressionar o botão “*GLOW-ON*” aguarde 40 segundos;
- Pressionar o botão “*IGN.BURNER*” a lâmpada no gerador (monitor) ficará verde, indicando “*FLAME-ON*” (GGI com ignição), aguarde 3 segundos;
- Pressionar o botão “*MAIN BURNER*” aguarde 02 segundos;
- Pressionar novamente o botão “*GLOW-ON*” que irá indicar desligado;
- Pressionar novamente o botão “*IGN.BURNER*” que irá indicar desligado;
- Ajustar a capacidade no PID/155 em 75% e ajuste o O₂ para o analisador entre 25 e 30 % da escala, caso esteja operando com diesel;
- Pressionar a tecla “*SELECT DECK*”, ao atingir o teor de O₂ em 3,5%;
- Ajustar na tela “*DECK*” a pressão de gás inerte para o valor 800mmH₂O.

Parada

- Fechar a válvula principal de gás inerte (para os tanques), desativando na tecla “*SELECT DECK*”;
- Alinhar bateria de N₂ para fazer a purga do gerador, quando o mesmo estiver virando no gás combustível
- Pressionar a tecla “*touch-key STOP*”;
- Observar se o sistema de água salgada de resfriamento e o soprador de ar continuam funcionando durante o período de resfriamento;
- Solicitar ao operador da sala de controle fechar a válvula do tanque de combustível e SDV de gás combustível caso a operação tenha sido realizada com gás combustível.
- Desfazer alinhamento da bateria de N₂

- Ventilação a Ar
- Apertar a tecla “*start*” no display “*touch screen*” do gerador que irá ser utilizado;
- Ao ativar a página de partida automática do gerador, selecionar a tecla “*select gen. A*” ou “*select gen. B*”, de acordo com o gerador a ser utilizado;
- Pressionar a tecla “*START AIR VENT*” a sequência de partida será indicada na tela;
- Pressionar a tecla “*SELECT DECK*”, a válvula principal irá abrir;
- Ajustar na tela “*DECK*” a pressão de gás inerte para o valor desejado.

Nota: O gerador de gás inerte é preparado para purgar os tanques com ar durante a operação de liberação de gás dos tanques de carga.

CAPÍTULO 7

Neste capítulo fala-se sobre a transferência do óleo produzido. Será comentado sobre o sistema de ancoragem, equipamentos instalados no FPSO para auxílio ao posicionamento dinâmico e alguns procedimentos adotados durante a operação de transferência de óleo da plataforma para o *Shuttle Tanker* (navio aliviador).



Figura 20 – Operação de offloading. Fonte: Petrobras – UN-RIO – Projeto Barracuda/Caratinga

7.1 Sistema de ancoragem

Dependendo do tipo de casco e do arranjo do sistema de ancoragem, o terminal oceânico pode assumir um aproamento de acordo com a resultante das forças ambientais que agem sobre o seu casco e as estruturas acima do convés principal. Assim sendo, os sistemas de ancoragem utilizados pelos FPSO's em operação na Bacia de Campos, Bacia de Santos e Bacia do Espírito Santo foram projetados e instalados conforme especificações técnicas determinadas e estão divididos quanto ao sistema de ancoragem, em dois modelos distintos:

7.1.1 Ancoragem Distribuída - *Spread Mooring*

Sistema DICAS - *Differential Complacency Anchoring System* (Sistema de Ancoragem Distribuída). - é muito utilizado para ancorar unidades flutuantes tipo FPSO's em regiões produtoras de águas profundas e que tenham condições ambientais moderadas e direção da correnteza com poucas variações.

Como a unidade flutuante não sofre movimentos acentuados, isto é, não apresenta mudanças no seu aproamento, as linhas de produção são instaladas em um dos bordos ou lados, do terminal oceânico.

O sistema DICAS é uma variação do Sistema de Ancoragem Distribuída. Caracteriza-se e diferencia-se do sistema anterior por adotar linhas de ancoragem com tensões diferenciadas e assim permitir ao terminal oceânico, devido às condições ambientais, girar em relação à posição inicial, dentro de limites pré-estabelecidos, adequando-se à posição de equilíbrio e reduzindo as forças de tração resultantes nas linhas.

7.1.2 Amarração em Ponto Único - *Single Point Mooring*

7.1.2.1 Sistema *TURRET*

O Sistema de Ancoragem tipo Amarração em Ponto Único é um dos mais utilizados para ancorar unidades flutuantes de produção em alto mar, principalmente para regiões onde as condições ambientais são severas, com acentuadas variações de vento e correnteza.



Figura 21 – FPSO com Turret. Fonte: Petrobras – Projeto Marlin Sul

A ancoragem é feita por intermédio de um sistema tipo *turret*, conjunto fixo de ponto único, em torno do qual a unidade flutuante gira, adequando-se à condição ambiental numa resultante de corrente e vento.

A estrutura deste sistema é constituída por mancais de rolamento permitindo que a unidade flutuante gire livremente no plano horizontal. As linhas de ancoragem do FPSO são conectadas a uma estrutura chamada mesa de amarras.

A característica principal deste sistema é que, estando exposta à ação de vento, correnteza e onda, faz com que o terminal oceânico assuma uma posição de equilíbrio com uma carga mínima sobre o sistema de ancoragem.

O arranjo da instalação do sistema de ancoragem na unidade flutuante, segue padrões estabelecidos e variam conforme a necessidade, tanto práticas como econômicas, profundidade e condições ambientais.

As linhas de ancoragem são conectadas ao *turret* através de mordentes integrados em uma estrutura chamada mesa de amarras.

Duas configurações básicas estão atualmente presentes na Bacia de Campos, Santos e Espírito Santo:

- Estrutura projetada para fora do casco da unidade ou,
- Com as amarras conectadas na base de uma abertura feita na estrutura do FPSO.

Esta abertura lembra a forma da letra “I”, daí originando o nome do sistema: Tubo “I”

7.2 EQUIPAMENTOS PARA O POSICIONAMENTO DINÂMICO

A partir de agora comenta-se sobre alguns dos equipamentos existentes em algumas unidades flutuantes de produção que auxiliam às embarcações que operam com posicionamento dinâmico. São eles: DARPS, ARTEMIS e FANBEAN. Existem plataformas que possuem posicionamento dinâmico e possuem todos os equipamentos que o sistema requer.

7.2.1 DARPS

O *DARPS* (*Differential Absolute and Relative Positioning System*) é um sistema de referência de posição relativo baseado no sistema GPS.

Algumas operações DP requerem posicionamento relativo entre duas embarcações. Temos como exemplo deste sistema, as operações feitas por navios

petroleiros (aliviadores) que devem se manter em posição relativa a uma unidade (FPSO).

Este sistema utiliza, simultaneamente, dados recebidos do GPS da embarcação "*master*" (aliviador) e da embarcação "*slave*" (FPSO), assim ele calcula a distância e a marcação entre as duas unidades. A embarcação "*slave*" envia os seguintes dados para a unidade "*master*": posição GPS, aproamento, "*offset*" (desvio) da antena e identidade.

Estas informações são transmitidas através de um rádio transmissor que utiliza a frequência UHF (*Ultra High Frequency*). Já a embarcação "*master*" recebe os dados vindos da unidade "*slave*", os dados do seu próprio GPS e seu rumo, em seguida todos eles são integrados ao sistema DP cuja função é manter a unidade "*master*" em uma marcação e distância pré-determinada em relação a embarcação "*slave*".

O cálculo do vetor relativo é independente da correção diferencial do GPS, já que erros inerentes ao posicionamento GPS das embarcações são mutuamente anulados. Para o cálculo da posição absoluta, são utilizadas as correções diferenciais recebidas de uma Estação de Referência. O DARPS, também, pode fornecer posição relativa a um "*transponder*" ou a um ponto de referência fixo.

As principais funções deste sistema são:

- Fornecer a posição absoluta da embarcação e informações de velocidade com controle de qualidade integrado;
- Fornecer a posição relativa entre embarcações, a um "transponder" ou a um ponto de referência fixo;
- Usar as informações do caturro, balanço e aproamento para compensar o "offset" da antena;
- Possibilidade de se conectar o sistema a outros equipamentos; e
- Possibilidade de integração com o sistema DP, sendo utilizado como um Sistema de Referência de Posição dedicado a vários tipos de operação

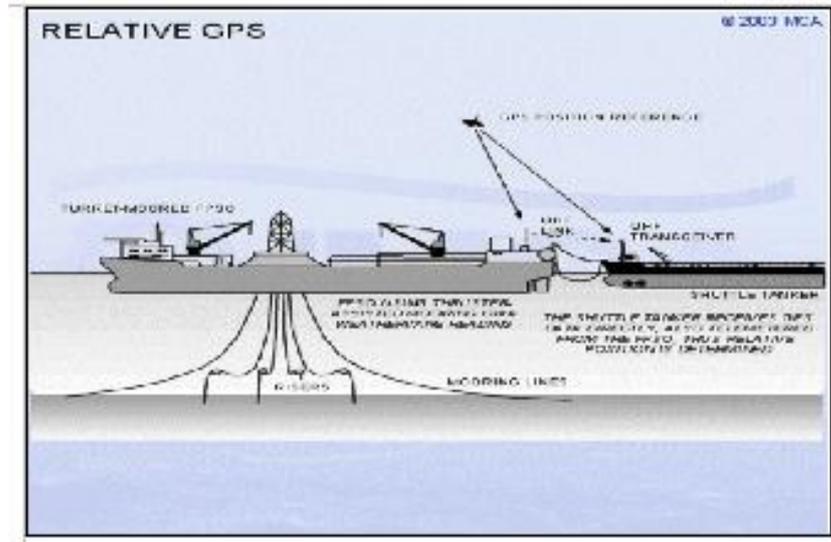


Figura 22 - Sistema DARPS

Disponível em: www.marinetalk.com/images/

7.2.2 FANBEAM

É um sistema de localização e rastreamento por laser, visando o posicionamento automático. Ele foi projetado para auxiliar nas operações de embarcações DP próximas de outras unidades flutuantes como: plataformas fixas, plataformas semi-submersíveis em DP ou ancoradas. Trata-se, então, de um sistema de referência relativo.

O sistema Fanbeam completa o uso do sistema DGPS e pode também trabalhar como sistema principal quando os sinais GPS se tornam ineficazes. É um sistema bastante usado por navios sísmicos para posicionar sensores flutuantes que são rebocados e também por navios (PSV).

O Fanbeam básico consiste em uma unidade de laser montada em um dispositivo mecânico que pode girar 360° com uma velocidade de até 50° por segundo. Este sistema laser pode medir a uma distância de 2.000 metros com uma exatidão de aproximadamente 10 centímetros usando uma amplitude vertical de 20° através de um luz pulsada produzida por um diodo laser semiconductor em combinação com um sistema óptico especial.

Os pulsos são refletidos em prismas refletores a bordo das embarcações ou plataformas as quais se quer manter posicionamento relativo constante. O tempo de transmissão e recepção dos pulsos é calculado em função da velocidade da luz, obtendo-se assim a distância do alvo. Quando o pulso retorna um decodificador óptico calcula a localização do alvo.

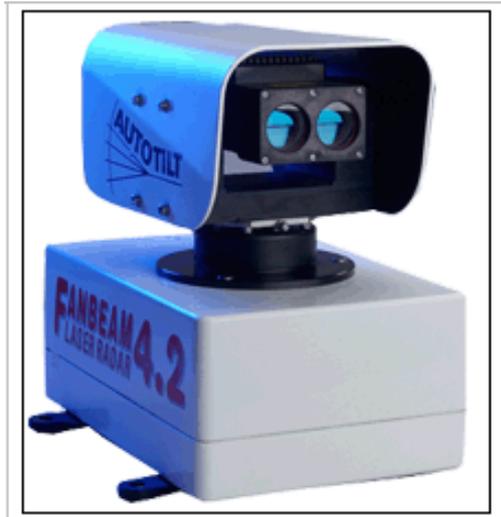


Figura 23 - Sistema Laser Fanbeam

Disponível em: www.marinetalk.com/images/05-05-18/fanbeam.jpg

7.2.3 ARTEMIS

Neste sistema de referência de posição relativo, a posição é obtida por meio de comunicação nas ondas de rádio de nove gigahertz ou microondas. O sistema envolve duas estações; uma localizada a bordo da própria embarcação DP e outra em alguma ponto fixo de terra, em outra embarcação, em plataformas fixas, plataformas semi- submersíveis DP ou ancoradas.

A referência da posição é fornecida na forma de marcação e distância. A estação a bordo da embarcação DP é conhecida como estação "móvel", enquanto a outra unidade é conhecida como estação "fixa". Cada estação consiste em uma unidade de dados de controle e uma antena.

As duas antenas automaticamente se rastreiam de maneira que fiquem voltadas face-a-face quando a comunicação ficar estabelecida. A estação "móvel" transmite um sinal, que é recebido pela estação "fixa" e retransmitido uma resposta.

A passagem do tempo entre a transmissão da estação e a recepção da resposta é proporcional à distância entre as antenas. A marcação é obtida na estação "fixa" e é retransmitida codificada para a estação "móvel" como parte da resposta.

O sistema Artemis opera em linha de visada de até trinta quilômetros, porém uma distância mais realista para as operações DP é de 5.000 metros. No Brasil, este sistema é bastante usado na operação de transferência de petróleo entre unidades FPSO e aliviadores.

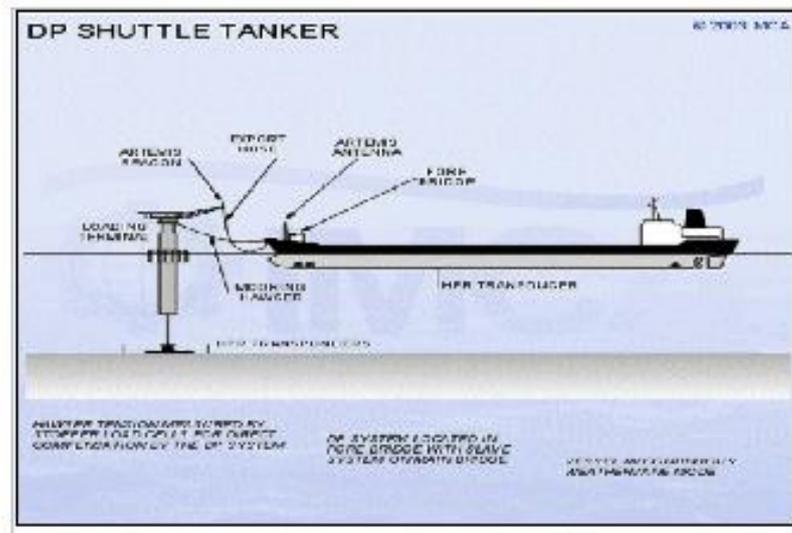


Figura 24 - Sistema Artemis

Disponível em: www.marinetalk.com/images/

7.3 CHEGADA APROXIMAÇÃO E AMARRAÇÃO

Devem ser observados alguns procedimentos quando da chegada do aliviador.

O navio aliviador deverá entrar em contato com a plataforma informando sua chegada quando estiver a uma distância de 10 milhas da unidade. Estando pronto a operar é emitida a NOR (Notice of readiness). Quando ocorrer a aproximação para amarração o aliviador informa a plataforma a distância em intervalos pré estabelecidos: 3000m, 1500m, 500m e posição de tiro. A plataforma recebe a mensagem e solicita que o aliviador prossiga para amarração. Quando o aliviador estiver na posição de tiro (disparo do projétil com retinida) só poderão ficar na área de manobra pessoal autorizado. Após o disparo dá-se início a manobra de amarração.



Figura 25 – visão de cima da proa de um aliviador com Sistema de ancoragem DICAS

Fonte: Projeto Barracuda/Caratinga

7.3.1 OPERAÇÃO DE LANÇAMENTO DO MANGOTE

O procedimento para esta operação deverá estar de acordo com o manual de fabricante.

Antes de começar qualquer operação, as válvulas de carga do sistema de controle hidráulico, o sistema de gás inerte, o sistema indicador de nível dos tanques de carga que serão monitorados durante toda a operação e o sistema hidráulico do off-loading, devem ser verificados e estarem prontos para o uso. Todos os equipamentos utilizados para a amarração bem como os utilizados para o lançamento do mangote de vem ser testados previamente cumprindo o procedimento de preparação do FPSO para offloading. Deverá ser estabelecido e testado o sistema de comunicações da plataforma com o navio aliviador (sala de controle e equipe de amarração no convés) a fim de garantir a qualidade da comunicação.

7.3.2 OPERAÇÃO DE OFF-LOADING

Considerando o navio aliviador amarrado e conectado com o sistema de mangote principal ou alternativo inicia-se o offloading após a troca de informações de prexe tais

como: quantidade a ser transferida, vazão, limpeza de linha, etc. O óleo armazenado nos tanques de carga será aspirado pelas bombas de carga e bombeado para o Navio Aliviador passando pela Estação de Medição de Óleo e o Mangote de Descarga.

Para esta operação, levar em consideração os critérios adotados pelo operador, que abrirá as válvulas do header de fundo passando pelas bombas de carga escolhidas para o offloading cuja descarga é alinhada para a rede de exportação que direciona o óleo para o mangote de transferência e iniciar o bombeamento, manualmente, conforme o manual do fabricante.

Durante esta operação, o operador deverá seguir os procedimentos de cálculo de esforços contidos no manual de carregamento.

Existem algumas unidades FPSO capazes de realizar a transferência de óleo tanto pela proa quanto pela popa. A unidade utilizada como referência neste trabalho é capaz de realizar este feito. A opção de operação pela proa ou popa dependerá da avaliação do Comandante do navio aliviador após análise das condições ambientais.

Durante a transferência são feitos contatos de hora em hora para conferir as quantidades recebidas no aliviador e troca de informações. Amostras de óleo são coletadas e enviadas ao laboratório para análise de BS&W. Se o BS&W for maior que 1% a operação é interrompida para que o operador da sala de controle em conjunto com os operadores de campo possam detectar a origem da anormalidade proceder a uma nova raspagem antes de reiniciar o offloading..

7.3.3 CONTROLE DE CUSTÓDIA

Periodicamente os medidores fiscais da quantidade de óleo exportada (FQI - flow quantity indicator) devem ser verificados e calibrados, de modo que forneçam valores corretos da vazão de bombeio e do total de óleo exportado durante uma operação de off-loading. Seu funcionamento correto e preciso é muito importante, pois os impostos e taxas sobre a quantidade de óleo que foi movimentada é baseado no valor informado por este equipamento.

Operam simultaneamente dois medidores, a fim de que os valores sejam comparados. Caso comece a haver discrepância sua calibração deverá ser programada para antes do próximo offloading.

CONCLUSÃO

Neste trabalho buscou-se demonstrar um panorama que justifica a utilização de Unidades flutuantes de produção do tipo FPSO tendo em vista a situação do nosso país com relação a Amazônia Azul, a necessidade de defendê-la, os desafios da Petrobras para continuar se destacando na indústria do petróleo explorando-o em águas profundas.

Foi demonstrado com alguns detalhes o caminho do petróleo numa planta de processo de grande capacidade focando a atenção nas mais importantes etapas do tratamento do petróleo extraído, seu armazenamento, tratamento e prontificação para que possa ser transferido nos mais rigorosos padrões de qualidade requeridos.

O grande problema no manuseio do petróleo na área de produção é manter o padrão de qualidade do produto e a continuidade operacional evitando eventos de “*shut down*” pois, estas ocorrências provocam perda de produção que não pode ser recuperada e conseqüentemente, de receita. Na prática petróleo não extraído é petróleo perdido. O funcionamento regular de uma planta de processo garante uma operação segura e sustentável respeitando o meio ambiente.

A Petrobras prossegue sua trajetória de sucesso com uma visão clara e otimista do futuro. Em seus novos projetos de exploração em águas cada vez mais profundas, a Petrobras vai, em conjunto com seus parceiros, a indústria e a comunidade acadêmica, aplicar toda a sua experiência no desenvolvimento de soluções tecnológicas e de logística que permitam a exploração do pré-sal direcionando os programas tecnológicos da empresa para uma mudança vertiginosa na aceleração da curva de crescimento da produção de petróleo no Brasil numa tendência que vai se estender pelas próximas décadas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- THOMAS, José Eduardo. **Fundamentos de engenharia de Petróleo**. 2.ed. Rio de Janeiro : Interciência, 2001.
- PETROBRAS/E&P/UNBC. **Manual para transferência de petróleo na Bacia de Campos**. Macaé, 2007.
- GARCIA, Alexandre. **Reportagem do Bom Dia Brasil**, 29 de setembro, Rede Globo, Rio de Janeiro, 2008.
- LOUREIRO, Rodrigo Reis. **Sistemas Flutuantes de Produção** - Treinamento de Operadores: UN-RIO/ENGP/EISA. Julho 2008 – REVISÃO 0
- ABREU, Fernando H. de Melo; MACEDO, Helber; SILVA, Ataíde de Freitas; SILVA, Severino Freitas. **Simulação de operações de unidades FPSO/FSO**. Rio de Janeiro : SENAI-RJ, 2009.
- ARAÚJO, Jairo Bastos de. **Sistemas de ancoragem de unidades flutuantes de produção**. Rio de Janeiro : UN-RIO / ST / EISAT, 2004.
- HITEC MARINE. **Instruction Manual**. Norway : HITEC, 1998.
- INSTITUTO DE CIÊNCIAS NÁUTICAS. **Estabilidade aplicada em unidades FPSO/FSO e semi-submersíveis**. Rio de Janeiro : ICN, 2004.
- INSTITUTO DE CIÊNCIAS NÁUTICAS. **Segurança operacional em FPSO/FSO/SS**. Rio de Janeiro : ICN, 2004.
- LOUREIRO, Rodrigo Reis. **Resistência estrutural de plataformas** : treinamento de operadores. Rio de Janeiro : UN-RIO/ENGP/EISA, 2008.
- LOUREIRO, Rodrigo Reis. **Sistemas flutuantes de produção** : treinamento de operadores. Rio de Janeiro : UN-RIO/ENGP/EISA, 2008. PETROBRAS/E&P/ENGP. **Offshore loading guideline for dynamically positioned shuttle tanker operations : Petrobras standard E&P-PP-21-00056-0**. Rio de Janeiro, 2005.
- PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO. **User's manual of program SSTAB**. Rio de Janeiro : Tecgraf, 2003.
- SARACENI, Pedro Paulo. **Transporte marítimo de petróleo e derivados**. Rio de Janeiro : Interciência, 2006.

Referencias bibliográficas eletrônicas

www.iea.org<acesso em 22/10/11>

http://www.tnpetroleo.com.br/sala_de_aula/tipos-de-plataforma - <acesso em 07/10/11>

http://www.tnpetroleo.com.br/sala_de_aula/areas-produtoras-no-brasil -<acesso em 07/10/11>

http://www.tnpetroleo.com.br/sala_de_aula/o-petroleo-no-mundo/ -<acesso em 07/10/11>

http://www.tnpetroleo.com.br/sala_de_aula/o-petroleo-no-brasil/ - <acesso em 07/10/11>

http://www.tnpetroleo.com.br/sala_de_aula/producao-e-refino <acesso em 07/10/11>

http://www.tnpetroleo.com.br/sala_de_aula/barcos-de-apoio-offshore <acesso em 07/10/11>

<http://www.clickmacae.com.br/?sec=356&pag=noticia&cod=3042> – <acesso em 07/10/11>

<http://mundoestranho.abril.com.br/materia/como-o-petroleo-e-extraido-do-fundo-do-mar> - <acesso em 07/10/11>

<http://www.petrobras.com.br/pt/produtos/composicao-de-precos/> -<acesso em 07/10/11>

http://www.tnpetroleo.com.br/sala_de_aula/equipamentos-submarinos - árvore de natal molhada. - < acesso em 07/10/11>

<http://www.suapesquisa.com/geografia/petroleo/> - Petroleo Brent - < acesso em 15/10/11>

http://wwwusers.rdc.puc-rio.br/werneckr/cp_cap0402.htm - Slit range <acesso em 15/10/11>

<https://dspace.ist.utl.pt/bitstream/2295/41874/1/Tipos%20de%20Navios.pdf> – <acesso em 15/10/11>

www.ngiolgas.com (acesso em 21/10/11>

www.apolo11.com <acesso em 21/10/11>

https://www.ccaimo.mar.mil.br/sites/default/files/MARPOL_Anexo1-01AGO11.pdf <acesso em 21/10/11>

www.marinetalk.com/images/05-05-18/fanbeam.jpg <acesso em 21/10/11>

www.mauajurong.com.br/pag/img_comp/t_FPSOP50_gd.jpg <acesso em 16/08/09>