

Anexo II.8-1 ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCOS

ANÁLISE E GERENCIAMENTO DE RISCOS

ÍNDICE GERAL

I - INTRODUÇÃO	1/2
II - DESCRIÇÃO DO EMPREENDIMENTO	1/12
II.1 – Descrição Sucinta do Projeto	1/12
II.2 – Descrição dos Sistemas	4/12
III - DESCRIÇÃO DAS INSTALAÇÕES	1/22
III.1 – Gasoduto de Exportação do Gás Produzido no FPSO	1/22
III.2 – Linhas de Escoamento da Produção dos Poços	3/22
III.3 – Unidade Marítima de Produção FPSO Capixaba	4/22
IV - DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS DE SEGURANÇA	1/29
IV.1 – Gasoduto Sul Capixaba	1/29
IV.2 – Unidade Marítima de Produção FPSO Capixaba	2/29
V - DESCRIÇÃO DOS PROCEDIMENTOS DE INSTALAÇÃO	1/16
V.1 – Linhas Flexíveis de Coleta de Produção e Injeção de Água e Gás	1/16
V.2 – Trecho marítimo do Gasoduto Sul Capixaba	1/16
V.3 – Gasoduto de exportação do gás produzido no FPSO	15/16
V.3 – Unidade Marítima de Produção FPSO Capixaba	16/16
VI - IDENTIFICAÇÃO DOS EVENTOS PERIGOSOS	1/46
VI.1 – Análise Histórica Acidentes com Dutos Submarinos	1/46
VI.2 – Análise Histórica de Acidentes com Unidades de Produção FPSO	14/46
VI.3 – Dados Nacionais	28/46
VI.4 – Registros da PETROBRAS	28/46

VI.5 – Análise dos Riscos Ambientais.....	35/46
VII - GERENCIAMENTO DE RISCOS AMBIENTAIS	1/7
VII.1 – Medidas para Gerenciamento dos Riscos	1/7
VII.2 – Matriz de Gerenciamento de Riscos.....	4/7
VII.3 – Gerenciamento dos Riscos Residuais	6/7
VII.4 – Programa de Gerenciamento de Riscos-PGR.....	7/7
VIII – BIBLIOGRAFIA	1/1
IX. – GLOSSÁRIO.....	1/1
X. EQUIPE TÉCNICA.....	1/4

ANEXOS

VI.5.2-1 – Dados de Referência e Planilhas de APP	1/15
VI.5.2-2 – Planta Arranjo Geral (<i>Vessel – General Arrangement Plan</i>)	1/1
VI.5.2-3 – Planta de Equipamentos e Rotas de Fuga (<i>Topside Overall / Equipment & Escape Route Layout</i>).....	1/1
VI.5.2-4 – Fluxogramas de Engenharia / FPSO CAPIXABA.....	1/1
VII.4-1 – Programa de Gerenciamento de Riscos – PGR e seus anexos..	1/33

TABELAS E QUADROS

TABELA OU QUADRO	PÁG.
Tabela II.2.3-1: Distribuição das acomodações no FPSO Capixaba	8/12
Tabela II.2.3-2: Principais características do FPSO Capixaba	9/12
Tabela II.2.3-3: Características do turret do FPSO Capixaba	12/12
Tabela IV.1-1: Características do gasoduto interligando a unidade de produção à UTG-Sul Capixaba	2/29
Tabela IV.2-1: Áreas de controle funcional	11/29
Tabela IV.2-2: Níveis de parada no FPSO Capixaba	13/29
Tabela IV.2-3: Características do sistema de ancoragem do FPSO Capixaba	21/29
Tabela VI.1.2-1 - Número de Dutos no Mar do Norte – 2000	5/46
Tabela VI.1.2-2 - Comprimento Instalado - Dutos no Mar do Norte – 2000	6/46
Tabela VI.1.2-3 - Experiência Operacional - Dutos no Mar do Norte – 2000	7/46
Tabela VI.1.2-4 - Distribuição dos Acidentes em Linhas de Aço por Causa Iniciadora	8/46
Tabela VI.1.2-5 - Frequência de Vazamento – Dutos de Aço	9/46
Tabela VI.1.2-6 - Distribuição do Número de Acidentes com Vazamento em Dutos de aço pelo Diâmetro do duto	9/46
Tabela VI.1.2-7 - Distribuição das Dimensões dos Danos	10/46
Tabela VI.1.3-1 - Taxa de Vazamento – Volume vazado igual ou superior a 1.000 barris	12/46
Tabela VI.1.3-2 - Taxa de Vazamento – Volume vazado igual ou superior a 10.000 barris	13/46
Tabela VI.2.1-1: Tipo de Acidente versus Número de Ocorrências - Outras Unidades	16/46
Tabela VI.2.1-2: Tipo de Acidente versus Tipo de Unidade. Número de Ocorrências - Outras Unidades	17/46
Tabela VI.2.1-3: Tipo de Vazamento versus Dimensão do Vazamento. Número de Acidentes / Incidentes com Vazamento – Outras Unidades	20/46
Tabela VI.2.1-4: Tipo de Acidente vs Número de Acidentes com Fatalidades - Outras Unidades	21/46
Tabela VI.2.1-5: Número de Fatalidades versus Tipo de Acidente por Tipo de Instalação	22/46
Tabela VI.2.1-6: Grau de Danos vs Número de Acidentes / Incidentes - Outras Unidades	24/46
Tabela VI.2.1-7: Grau de Dano vs Modo de Operação. Número de Acidentes / Incidentes - Outras Unidades	25/46

TABELA OU QUADRO	PÁG.
Tabela VI.2.2-1: Distribuição da Frequência de Vazamento (oc./ano) por fonte do vazamento por dimensão do vazamento para FPSOs	26/46
Tabela VI.5.1-1 - Categoria de Probabilidade	36/46
Tabela VI.5.1-2 -Categoria de Conseqüências	37/46
Quadro VI.5.1-1- Planilha de Análise Preliminar de Perigos - APP	38/46
Tabela VII.1-1 - Lista de Medidas Preventivas/Mitigadoras	1/7
Quadro VII.1-1 - Lista de Medidas Preventivas/Mitigadoras – Programas	4/7

FIGURAS

FIGURA	PÁG.
Figura Il.1-1-Localização da área do Parque das Baleias e Campo de Catuá	1/12
Figura Il.1-2– Traçado do Gasoduto	2/12
Figura Il.2.1-1-Visão geral do Gasoduto Sul Capixaba, mostrando a integração do Gasoduto Sul Capixaba com a UTG-Sul Capixaba	6/12
Figura Il.2.3-1: Vista Isométrica lateral do FPSO Capixaba.	10/12
Figura Il.2.3-2: Vista Superior do FPSO Capixaba.	11/12
Figura III.3-1 – Coletor de óleo dos poços - <i>Manifold</i>	4/22
Figura III.3-2 - Fluxograma da planta de tratamento de óleo	7/22
Figura III.3-3 - Fluxograma da planta de compressão e tratamento de gás	9/22
Figura III.3-4: Fluxograma do Sistema do <i>Flare</i>	11/22
Figura III.3-5- Fluxograma da planta de tratamento de água produzida	12/22
Figura III.3-6: Fluxograma da planta de gás combustível.	14/22
Figura III.3-7 : Sistema de Injeção de Água do FPSO Capixaba	15/22
Figura III.3-8-Vista aérea da operação de <i>offloading</i> de um FPSO para um navio aliviador	21/22
Figura III.3-9 - Tanques de armazenamento de óleo do FPSO Capixaba	21/22
Figura III.3-10: Sistema de <i>Offloading</i>	22/22
Figura V.2.1-1:Balsa guindaste para lançamento do gasoduto em águas rasas	4/16
Figura V.2.1-2: Estaleiro de dutos no interior da BGL-1	4/16
Figura V.2.1-3: Embarcação Pipe Carrier que transporta dutos para a BGL-1	5/16
Figura V.2.1-4: Embarcação do tipo AHTS para movimentação das âncoras da BGL-1	5/16
Figura V.2.1-5: Esquema para lançamento do duto com a BGL-1	6/16
Figura V.2.1-6: Esquema para abandono do duto em profundidade de 100 m	6/16
Figura V.2.1-7: Embarcação Skandi Navica para lançamento em águas profundas	7/16
Figura VI.1.2-1 - Distribuição do Número de Dutos de Aço por Diâmetro – Óleo e Gás	6/46
Figura VI.1.2-2 - Distribuição dos Acidentes em Linha de Aço por Causa Iniciadora	8/46
Figura VI.1.2-3 - Distribuição do Nº de Acidentes por Diâmetro do Duto	10/46
Figura VI.1.3-1 - Comparação entre os Percentuais de Ocorrência e os Percentuais de Volumes Vazados	11/46

FIGURA	PÁG.
Figura VI.1.3-2 - Taxa de Vazamento para volume vazado igual ou superior a 1.000 barris	12/46
Figura VI.1.3-3 - Taxa de Vazamento para volume vazado igual ou superior a 10.000 barris	13/46
Figura VI.2.1-1: Distribuição dos Acidentes versus Modo de Operação. Outras Unidades	18/46
Figura VI.2.1-2: Magnitude dos Vazamentos vs N ^o de ocorrências para os vazamentos conhecidos de óleo, óleo/gás e óleo leve	20/46
Figura VI.2.1-3: Tipo de Acidente vs N ^o de Acidentes – Outras Unidades	22/46
Figura VI.2.1-4: Número de Fatalidades por Tipo de Acidente	23/46
Figura VI.2.1-5: Grau de Dano vs Número de Acidentes / Incidentes – Outras Unidades	26/46
Figura VI.2.2-1: Distribuição da Frequência de Vazamento (oc./ano) por dimensão do vazamento para FPSOs	26/46

I - INTRODUÇÃO

O estudo de Análise e Gerenciamento de Riscos apresentado neste volume visa à identificação e avaliação qualitativa dos riscos decorrentes da instalação de um empreendimento de referência no desenvolvimento integrado da produção e escoamento na área denominada Parque das Baleias e no Campo de Catuá, Bacia de Campos.

A AGR aqui apresentada foi elaborada com base no item II.8 e seus subitens apresentados no Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA Nº 030/06 “Termo de Referência para Elaboração de Estudo de Impacto Ambiental – EIA e respectivo Relatório de Impacto Ambiental – RIMA para o desenvolvimento integrado da produção e escoamento na área denominada “Parque das Baleias” e na área do poço ESS-130, Bacia de Campos.

Esta AGR trata das fases de instalação e operação do empreendimento de referência constituído das seguintes instalações:

- Unidade marítima de produção de referência FPSO Capixaba e as linhas de interligação dos poços produtores até o FPSO e as operações de *offloading* com utilização de navios aliviadores;
- No trecho marítimo do gasoduto de exportação de gás da Unidade Marítima de Referência até o PLET/PLEM onde este se interligará ao Gasoduto Sul Capixaba,
- Trecho marítimo do Gasoduto Sul Capixaba com extensão de 78,7 km e diâmetro de 12 polegadas entre o PLET/PLEM até a saída do furo direcional (1,2 km da costa).

Esta AGR é genérica para todos os FPSO do Parque das Baleias e do Campo de Catuá, tendo sido escolhido o FPSO Capixaba como FPSO de referência devido à sua similaridade com relação aos FPSO que operarão no futuro na área em estudo considerando-se as características de capacidade de produção, complexidade de sistemas que a compõem tais como: sistemas de separação, compressão, desidratação, gás combustível etc.

Neste documento estão identificados e descritos os principais riscos identificados, as principais diretrizes e procedimentos relacionados aos empreendimentos a serem localizados na área denominada Parque das Baleias e no Campo de Catuá, visando a obtenção da licença prévia para esta área. Maiores detalhes serão descritos nos documentos específicos (AGR/PEI) dos empreendimentos que servirão de subsídio para emissão da Licença de Instalação - LI e Licença de Operação - LO específica de cada Unidade Marítima envolvida. Tais documentos farão parte dos Estudos Complementares referentes à cada empreendimento.

É importante observar que esta AGR subsidiará, além da emissão da licença prévia do empreendimento descrito anteriormente, as respectivas licenças de instalação e operação de Gasoduto Sul Capixaba.

Cabe ressaltar que a atividade de instalação e operação do gasoduto terrestre da UTG-Sul Capixaba até a saída do furo direcional está sendo tratada no âmbito de um processo estadual de licenciamento ambiental.

A realização de uma Análise de Riscos tem por objetivo a análise dos fenômenos, que não são determinísticos, relacionados com possíveis liberações de produtos estranhos ao meio ambiente e em concentrações significativas.

Essa análise, através da aplicação de técnicas, tais como a Análise Histórica e a Análise Preliminar de Perigos - APP, permite a avaliação do desempenho global de um sistema, a compreensão de várias práticas de operação utilizadas e o planejamento prévio necessário para a redução da frequência de incidência de eventos indesejáveis e/ou a mitigação da magnitude das possíveis conseqüências destes cenários.

II – DESCRIÇÃO DO EMPREENDIMENTO

II.1 - DESCRIÇÃO SUCINTA DO PROJETO

A área denominada como Parque das Baleias está localizada na porção norte da Bacia de Campos, sul do Estado do Espírito Santo e engloba os campos de Baleia Anã, Cachalote, Jubarte, Baleia Franca, Baleia Azul, Caxaréu e Pirambú. É parte integrante deste estudo também o Campo de Catuá, antiga Área do poço ESS-130 conforme pode ser observado na Figura II.1-1.

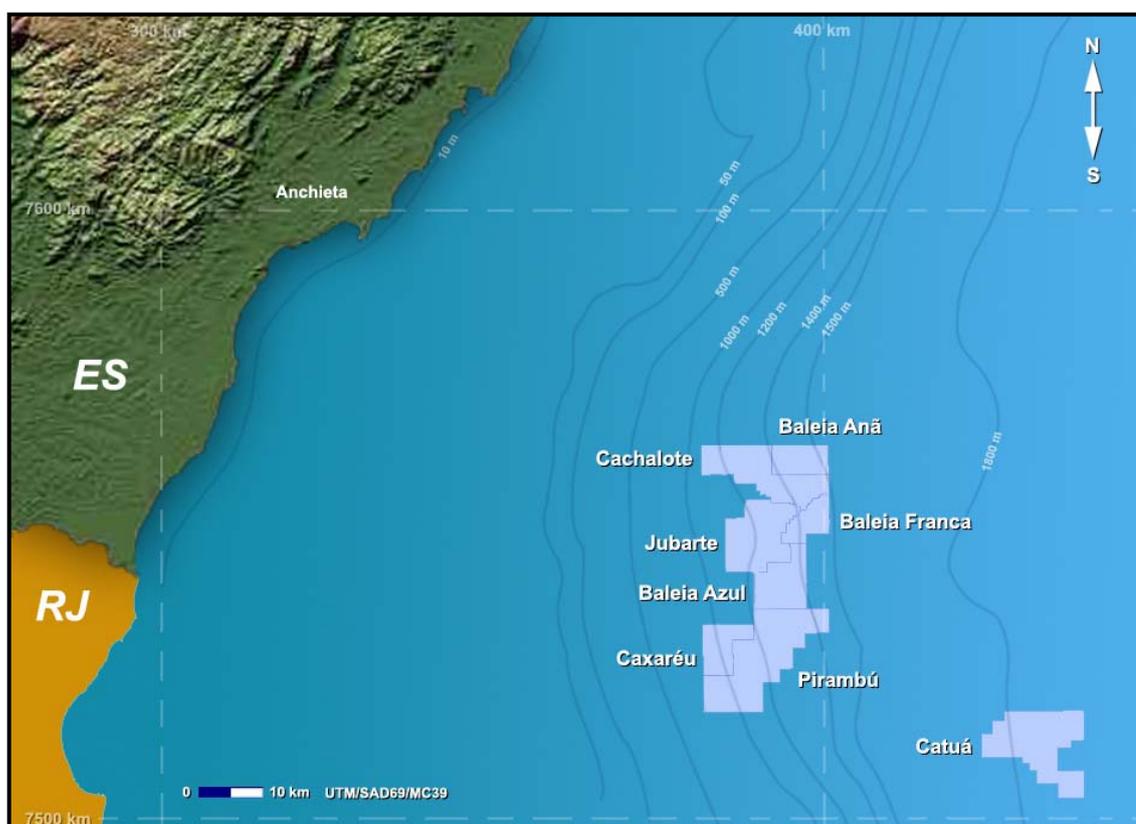


Figura II.1-1 – Localização da área do Parque das Baleias e Campo de Catuá.

A área total do Parque das Baleias e do Campo de Catuá equivale a 547,095 km².

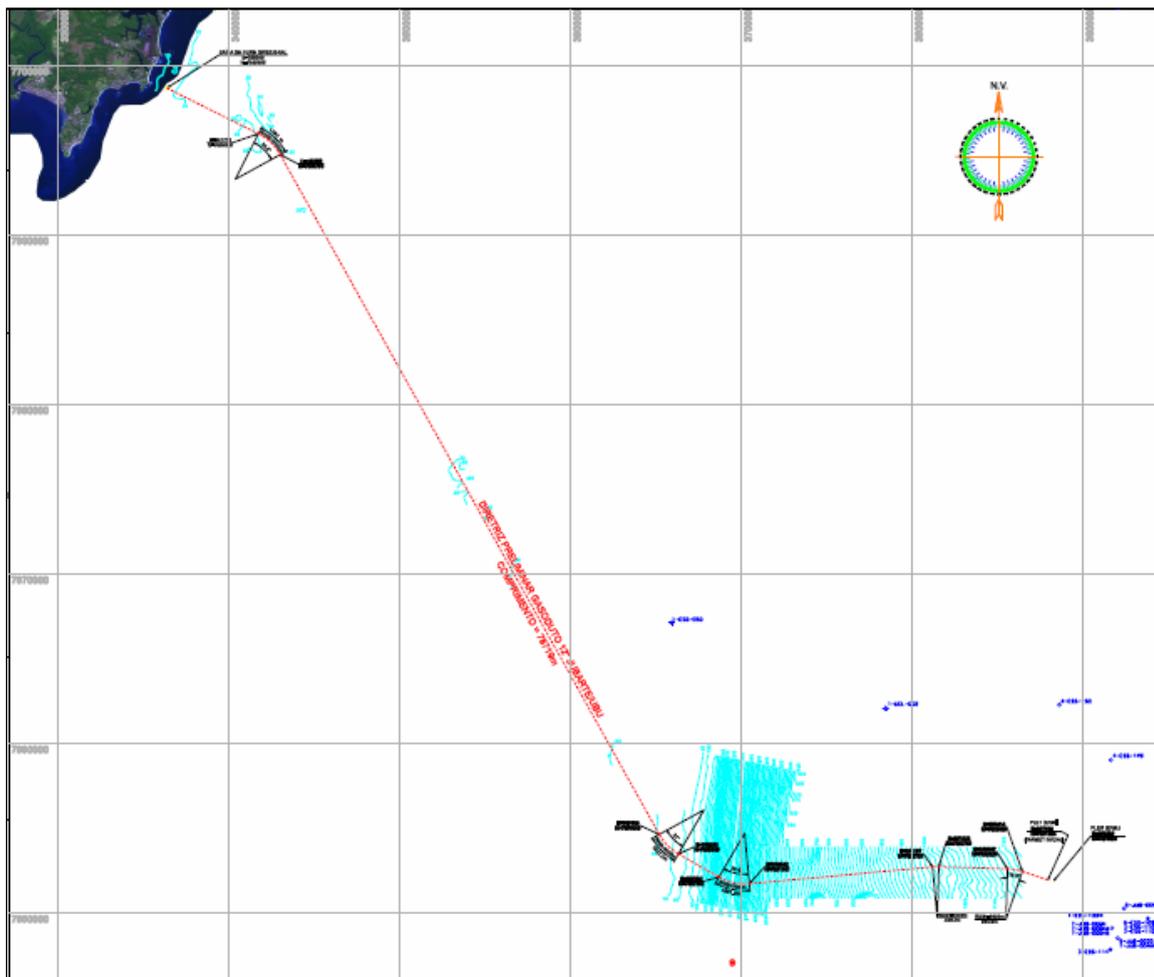


Figura II.1-2 – Traçado do Gasoduto

A seguir serão apresentadas informações sucintas sobre a localização dos campos e das áreas onde se pretende desenvolver a região do Parque das Baleias e do Campo de Catuá, a saber:

- **Parque das Baleias:**

- ◆ **Campo de Baleia Anã**

Está localizado a cerca de 78 km do continente, sendo a costa do município de Anchieta o ponto em terra mais próximo. A coluna d'água no local varia de 1.400 a 1.550 metros de profundidade;

◆ *Campo de Baleia Azul*

Encontra-se localizado a cerca de 85 km da continente, sendo a costa do município de Anchieta o ponto em terra mais próximo. A coluna d'água no local onde se encontra este Campo varia de 1.200 a 1.450 metros de profundidade;

◆ *Campo de Baleia Franca*

Encontra-se localizado a cerca de 82 km do continente, sendo a costa do município de Anchieta o ponto em terra mais próximo. A coluna d'água no local onde se encontra esse Campo varia de 1.400 a 1.550 metros de profundidade;

◆ *Campo de Cachalote*

Encontra-se a cerca de 80 km do continente, sendo a costa de Anchieta o ponto em terra mais próximo. A coluna d'água onde se encontra o Campo varia de 1.100 a 1.550 metros;

◆ *Campo de Jubarte*

Encontra-se localizado a cerca de 77 km do continente, sendo a costa do município de Anchieta o ponto em terra mais próximo. A profundidade no local onde se encontra esse Campo varia entre 1240 e 1350 metros;

◆ *Campo de Pirambú*

Encontra-se localizado a cerca de 88,2 km do continente, sendo a costa do município de Anchieta o ponto em terra mais próximo. A profundidade onde se encontra este Campo varia de 850 a 1500 metros;

◆ *Campo de Cacharéu*

O Campo de Caxaréu, encontra-se localizado a cerca de 84,5 km do continente, sendo a costa do município de Anchieta o ponto em terra mais próximo. A profundidade no local onde se encontra este Campo varia de 950 a 1200 metros;

◆ *Campo de Catuá*

O Campo de Catuá (antigo poço ESS-130), está localizado a cerca de 128 km do continente, sendo a costa do município de Anchieta o ponto em terra mais próximo. A profundidade no local onde se encontra este Campo varia de 1.700 a 1.950m.

II.2 - DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS

Nesta AGR serão analisadas as atividades de instalação e operação de um empreendimento de referência, semelhante aos que serão instalados no futuro para o desenvolvimento da área do Parque das Baleias e Campo de Catuá. O empreendimento de referência é composto das seguintes instalações:

- FPSO CAPIXABA (Unidade de produção de referência^a), incluindo as linhas de interligação dos poços produtores até o FPSO e as operações de *offloading* com utilização de navios aliviadores;
- No trecho marítimo do gasoduto de exportação de gás da Unidade Marítima de Referência até o PLET/PLEM onde este se interligará ao Gasoduto Sul Capixaba,
- Trecho marítimo do Gasoduto Sul Capixaba com extensão de 78,7 km e diâmetro de 12 polegadas entre o PLET/PLEM até a saída do furo direcional (1,2 km da costa).

De modo a tornar conservativa a AGR do empreendimento de referência, ao longo do desenvolvimento desta foi necessária a definição das seguintes premissas:

- Maior vazão do poço produtor: 4.153,9 m³/dia (Baleia Azul);
- Maior linha de produção: 8,8 km (Jubarte, ligando o poço produto ProdL à UEP);
- Maior profundidade: 1.950 m (Catuá);

^a A unidade de produção FPSO Capixaba foi escolhida em função da semelhança com as unidades que operarão na área e devido a sua complexidade dos sistemas que a compõe tais como: separação, compressão, desidratação, gás combustível etc.

- Maior comprimento do gasoduto entre o FPSO e o PLEM/ PLET: 60 km (Catuá).

Maiores detalhes serão descritos nos documentos específicos (AGR/PEI) dos empreendimentos que servirão de subsídio para emissão da LI e LO específica de cada Unidade Marítima envolvida.

É importante observar que esta AGR subsidiará, além da emissão da licença prévia do empreendimento descrito anteriormente, as respectivas licenças de instalação e operação de Gasoduto Sul Capixaba.

II.2.1 - Gasoduto Sul Capixaba

O projeto Gasoduto Sul Capixaba consiste na construção de um gasoduto marítimo de 12 polegadas, com extensão de 78,7 Km que será interligado a um gasoduto terrestre de 5,25 km; além da aquisição e instalação de um PLEM (*Pipeline End Manifold*) com 5 entradas, permitindo o escoamento do gás dos campos da porção sul do Estado do Espírito Santo para a Unidade de Tratamento de Gás Sul Capixaba (UTG-Sul Capixaba), que disponibilizará o gás especificado de acordo com os padrões vigentes através do GASENE. A UTG-Sul Capixaba será construída no município de Anchieta/ES.

A diretriz do gasoduto foi definida baseada nas informações de batimetria (relevo e gradiente), sonar de varredura lateral (distribuição superficial de sedimentos) e sísmica (estruturas geológicas subsuperficiais). Tal definição se deu de forma a evitar qualquer obstáculo de caráter geológico que pudesse representar riscos para o assentamento do gasoduto.

Para o trecho do gasoduto na costa (praia até o ponto de saída do furo direcional), foram realizadas sondagens geotécnicas nas diretrizes das praias do Além e Parati, ambas no município de Anchieta-ES, tendo sido encontradas rochas (gnaisse) predominantemente na primeira diretriz e areia e argila na segunda. Considerando aspectos técnicos e possíveis impactos ambientais, optou-se pela

execução de um furo direcional através da rocha encontrada na diretriz da praia do Além, não havendo neste caso necessidade de enterramento ou arraste do gasoduto no leito marinho.

Cabe ressaltar que a atividade de instalação do gasoduto da UTG-Sul Capixaba até o ponto de chegada do furo direcional está sendo tratada no âmbito de um processo estadual de licenciamento ambiental. A Figura II.2.1-1 a seguir demonstra uma visão geral do Gasoduto Sul Capixaba que transferirá o gás natural produzido na área do Parque das Baleias e do Campo de Catuá para a UTG Sul Capixaba.

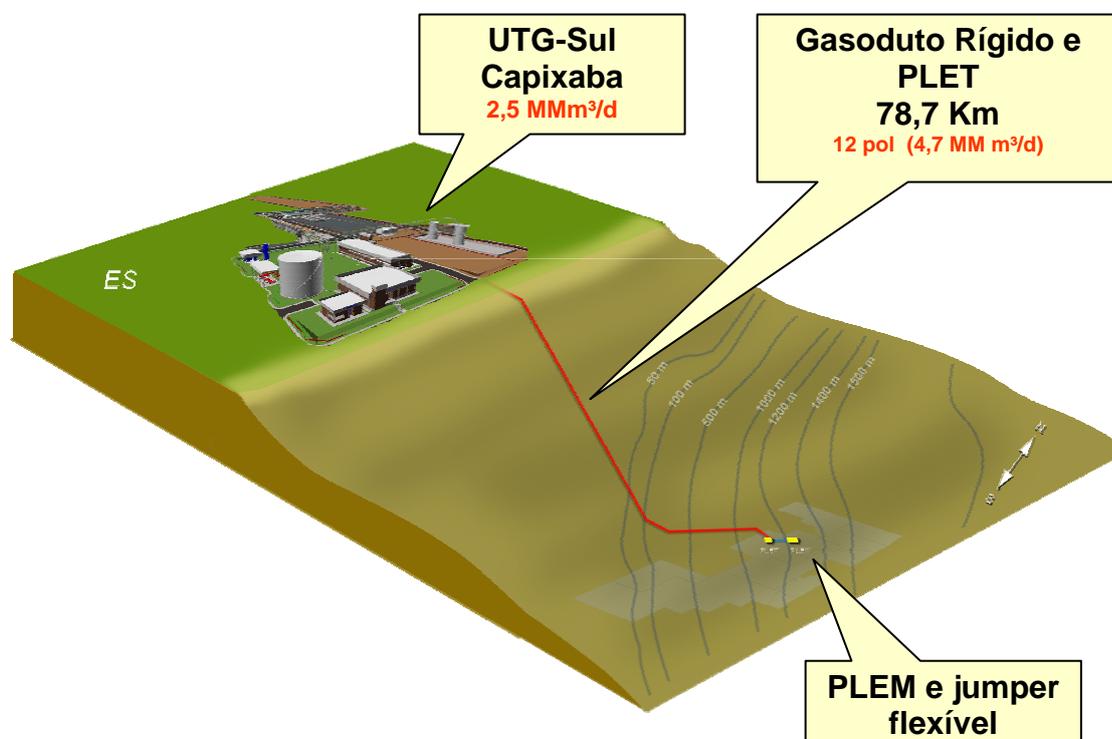


Figura II.2.1-1 - Visão geral do Gasoduto Sul Capixaba, mostrando a integração do Gasoduto Sul Capixaba com a UTG-Sul Capixaba

Não foram encontradas regiões morfologicamente acidentadas na diretriz do gasoduto que justificassem a adoção de procedimentos especiais para transposição de obstáculos geológicos.

II.2.2 - Linhas de Coleta de Produção

As linhas de escoamento da produção correspondem às linhas flexíveis que irão interligar os poços à unidade de produção FPSO e por onde irão escoar os produtos durante a Fase de Produção. A interligação individual dos poços ao FPSO se dará através de linhas flexíveis assentadas no assoalho oceânico.

Os poços produtores serão interligados ao FPSO através de *risers* flexíveis, conectados às ANMs (Árvore de Natal Molhada) a serem instaladas nas cabeças dos poços.

II.2.3 – Unidade de Produção FPSO CAPIXABA

A Unidade Estacionária de Produção (UEP) de referência para esta AGR é o FPSO^b Capixaba, que é uma unidade flutuante de produção, armazenagem e transferência de petróleo, atualmente operando no Campo de Golfinho.

O FPSO Capixaba é uma unidade de produção convertida a partir de um navio petroleiro, no qual foram providenciadas facilidades de produção. Sobre o convés principal deste FPSO encontra-se a estrutura que suporta todos os equipamentos da planta de processo. Os equipamentos montados em módulos nesta estrutura são os seguintes:

- Módulo de primeiro estágio de separação e teste de poço;
- Módulo de segundo estágio de separação e tratamento eletrostático;
- Módulo dos compressores de gás;
- Módulo do compressor *booster*;
- Módulo de desidratação do gás;
- Módulo de desaeração e filtração de água de injeção;
- Módulo de injeção de água;
- Módulo de utilidades;
- Módulo de geração de energia elétrica;
- Sala de distribuição de energia para os equipamentos;

^b FPSO = *Floating Production Storage and Offloading*

- Unidade de injeção química;
- Módulo composto por pelos vasos do sistema de *flare*;
- Laboratório;
- Módulo de medição fiscal;
- Queimador de gás.

No convés estão instalados ainda dois guindastes principais de manuseio de cargas gerais, além de um terceiro auxiliar, instalado na popa, onde está montada a estrutura para amarração do navio aliviador e conexão do mangote de transferência de óleo.

Os dois guindastes principais (um em cada bordo do FPSO) servem às áreas de atracação de embarcações de suprimento e apoio, enquanto que o guindaste auxiliar atende a demandas no casario e heliponto, além de auxiliar na operação de manuseio do mangote de transferência de óleo. Além destes guindastes, o FPSO conta com pórticos e carros mecânicos (*trolleys*) para manuseio e transporte de cargas no *turret* e ao longo do convés.

As acomodações do FPSO Capixaba se localizam no casario de popa, que está dividido em sete níveis distribuídos conforme a Tabela II.2.3-1.

Tabela II.2.3-1: Distribuição das acomodações no FPSO Capixaba

Nível	Descrição das Acomodações
<i>Upper Deck</i>	É o nível alinhado com o convés principal. Neste piso estão localizados o centro de resposta de emergência, paiol da cozinha, câmara frigorífica, paióis diversos de comida, sala de espera, lavanderias, vestiários e a entrada da sala das bombas.
<i>Deck A</i>	É o segundo nível do casario. Nele estão o refeitório para a tripulação, refeitório para o pessoal em serviço, refeitório para fumantes, sala de controle central (CCR), sala de rádio, cozinha, sala de descanso para a tripulação, biblioteca, escritório da SBM, escritório para clientes e sala de conferências. Este é também o nível de acesso às embarcações salvas-vidas (TEMPSCs).
<i>Deck B</i>	É o terceiro nível, onde estão localizados 22 camarotes com duas camas cada, recepção do helicóptero, biblioteca recreativa, hospital, enfermaria.

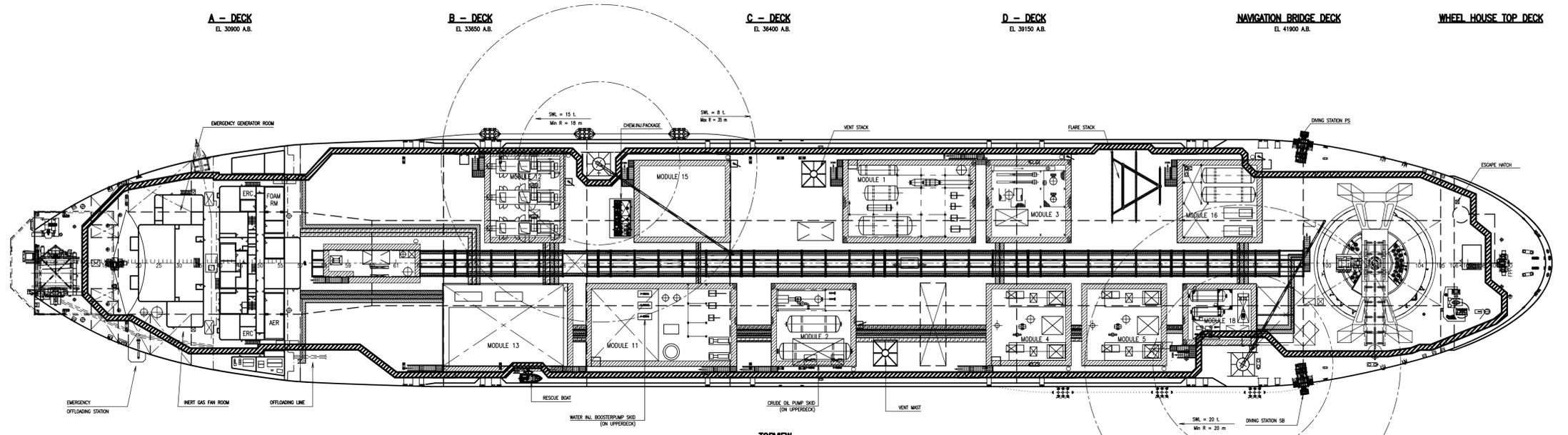
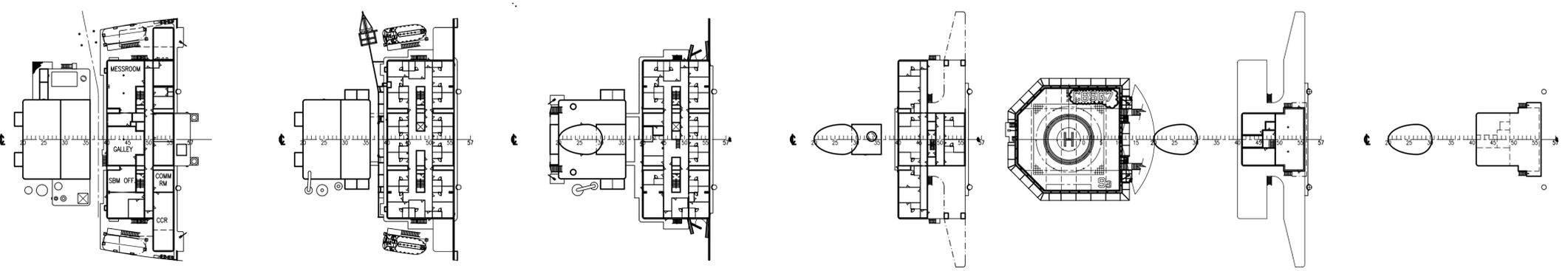
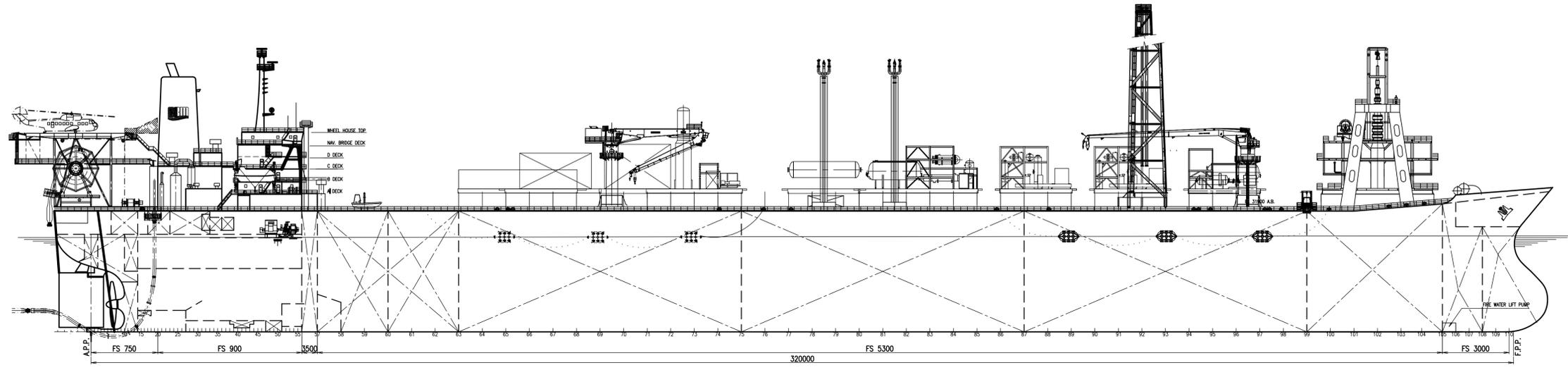
Nível	Descrição das Acomodações
<i>Deck C</i>	É o quarto nível do casario, possuindo 17 camarotes.
<i>Deck D</i>	É o quinto nível do casario e se divide em 12 camarotes.
<i>Navigation Bridge Deck</i>	É o sexto nível do casario e possui sala de vídeo, academia de ginástica.
<i>Wheel House</i>	É o sétimo e último nível, onde se localizam os equipamentos elétricos de navegação.

A Tabela II.2.3-2 a seguir apresenta de forma consolidada as características do FPSO Capixaba.

Tabela II.2.3-2: Principais Características do FPSO Capixaba

CONVÉS	
Comprimento	345,5 m
Boca (largura)	54,5 m
Pontal (altura até convés principal)	27,0 m
Altura do queimador	127,00 m
Altura do heliponto	44,4 m
CASCO	
Calado máximo	21,47 m
Deslocamento	313.025 ton
Alojamento (leitos)	96 pessoas
TANQUES	
Carga	13 unid. Capac. total 2,05 milhões de barris
Slop	02 unid. Capacidade total 16.558 m ³
Combustível	02 unid. Capacidade total 1.263 m ³

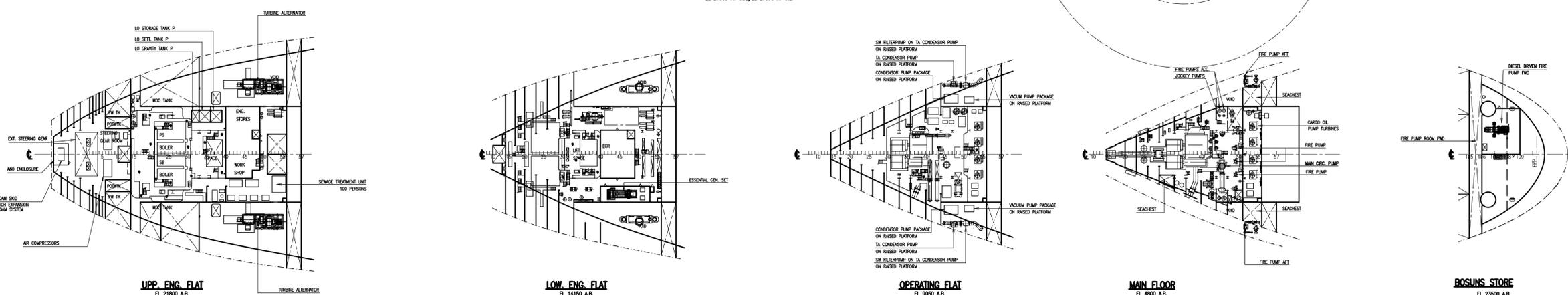
A Figuras II.2.3-1 e II.2.3-2 apresentam o arranjo geral (*general arrangement plan*) e a vista geral do piso superior de equipamentos e rotas de fuga (*topside / overall / equipment & escape route layout*) do FPSO Capixaba.



- REFERENCE DOCUMENTS**
- H139350-DNF01011 VESSEL, ACCOMMODATION - WHEEL HOUSE TOP, ARRANGEMENT PLAN
 - H139350-DNF01012 VESSEL, ACCOMMODATION - NAVIGATION BRIDGE DECK, ARRANGEMENT PLAN
 - H139350-DNF01013 VESSEL, ACCOMMODATION - D DECK, ARRANGEMENT PLAN
 - H139350-DNF01014 VESSEL, ACCOMMODATION - C DECK, ARRANGEMENT PLAN
 - H139350-DNF01015 VESSEL, ACCOMMODATION - B DECK, ARRANGEMENT PLAN
 - H139350-DNF01016 VESSEL, ACCOMMODATION - A DECK, ARRANGEMENT PLAN
 - H139350-DNF01017 VESSEL, ACCOMMODATION - UPPER DECK, ARRANGEMENT PLAN
 - H139350-DNF01020 VESSEL, POOPDECK, ARRANGEMENT PLAN
 - H139350-DNF01021 VESSEL, FORECASTLEDECK, ARRANGEMENT PLAN
 - H139350-DPT02130 TOPSIDE, OVERALL, EQUIPMENT & ESCAPE ROUTE LAYOUT
 - H139350-DSF04264 VESSEL, HELIDECK, ARRANGEMENT
 - H139350-DKF03002 VESSEL, UPPER ENGINE FLAT, EQUIPMENT LAYOUT
 - H139350-DKF03003 VESSEL, LOWER ENGINE FLAT, EQUIPMENT LAYOUT
 - H139350-DKF03004 VESSEL, OPERATING ENGINE FLAT, EQUIPMENT LAYOUT
 - H139350-DKF03005 VESSEL, MAIN FLOOR, LAYOUT

MAIN DIMENSIONS

LENGTH OVER ALL - F.P.S.O.	345,526 m.
LENGTH (B.P.)	330,000 m.
BREADTH (M.L.D.)	54,500 m.
DEPTH (M.L.D.)	27,000 m.
DRAFT (M.L.D. - TROPICAL)	21,466 m.
DRAFT (M.L.D. - SUMMER)	21,029 m.



C1	Sta 01-04-05	ISSUE FOR COMMENTS AND/OR APPROVAL	mHa	Br	dHq
11	Sta 25-11-04	INTER DISCIPLINE CHECK	mHa	Br	dHq
Originator	Date	Description of revision	Checked	Approved	

CLIENT **PROJECT**

BR PETROBRAS **FPSO CAPIXABA**

SBM **SINGLE BUOY MOORINGS INC** **MARLY - SWITZERLAND** **IHC Gusto Engineering B.V.** **P.O. Box 11** **3100 AA Schiedam** **The Netherlands**

Copyright © IHC Gusto Engineering B.V. (2004)

VESSEL GENERAL ARRANGEMENT PLAN

Formal	Projection Method	Scale	Project Number	Document Number	Sheet No./Sheets	Revision
AO		1:400	HI 39350	DNF01010	1 / 1	C1

Printed at: 01-Apr-2005 13:46 By: sfo

GENERAL NOTES:

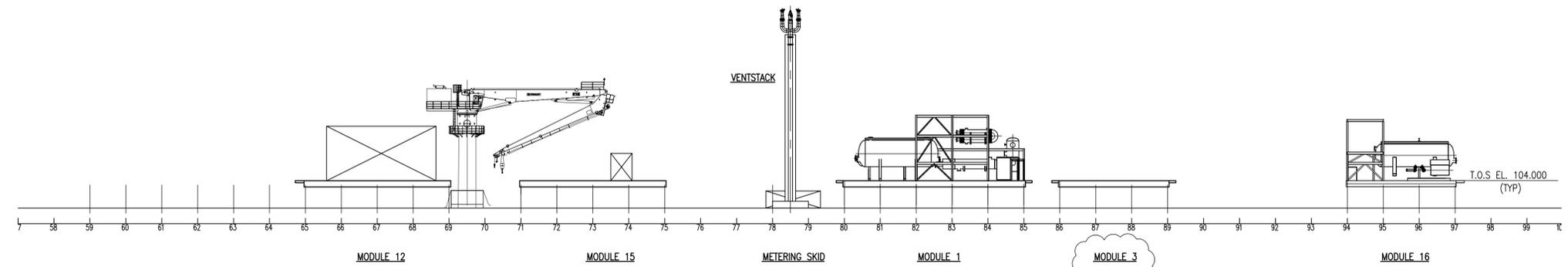
1 FOR ALL MODULES T.O.S EL. +104.000
(4 METRES ABOVE HIGHEST POINT OF UPPER DECK, WHICH IS EL. +100.000)

LEGEND:

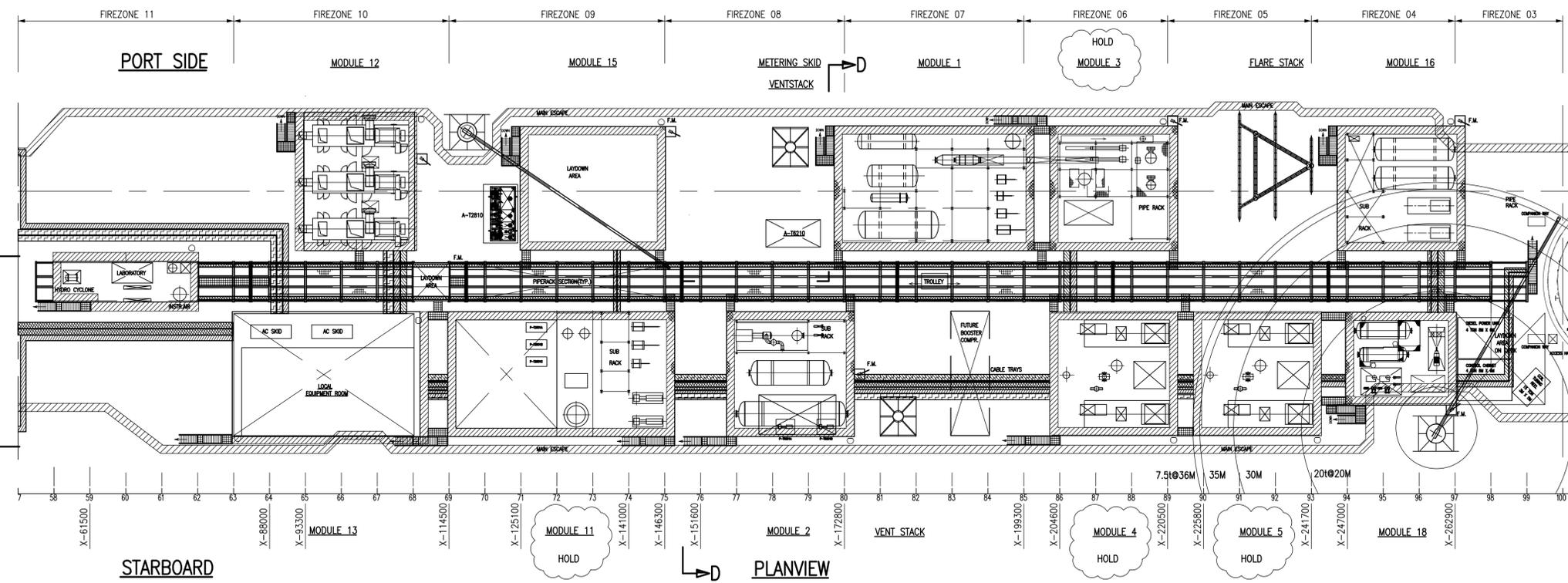
- GRATING
- PLATING
- ESCAPE ROUTE

REFERENCE DRAWINGS:

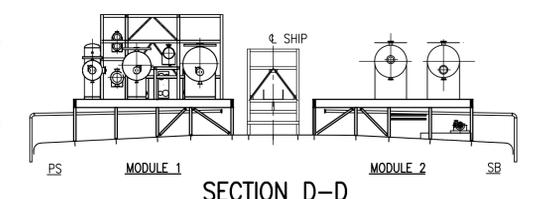
- DPT92131 MODULE 1 HP SEPARATION
- DPT92132 MODULE 2 LP SEPARATION
- DPT92133 MODULE 3 GAS DEHYDRATION
- DPT92134 MODULE 4 GAS COMPRESSION A
- DPT92135 MODULE 5 GAS COMPRESSION B
- DPT92136 MODULE 11 GAS UTILITY/WATER TREATMENT
- DPT92137 MODULE 12 POWER GENERATION
- DPT92138 MODULE 13 LOCAL EQUIPMENT ROOM
- DPT92139 MODULE 15 LAYDOWN AREA PS/CHEMICAL INJECTION
- DPT92140 MODULE 16 FLARE KO DRUMS/WATER INJECTION PUMPS
- DPT92141 MODULE 18 WELL SERVICES
- DPT92605 PIPE RACK FR.58 - FR. 62



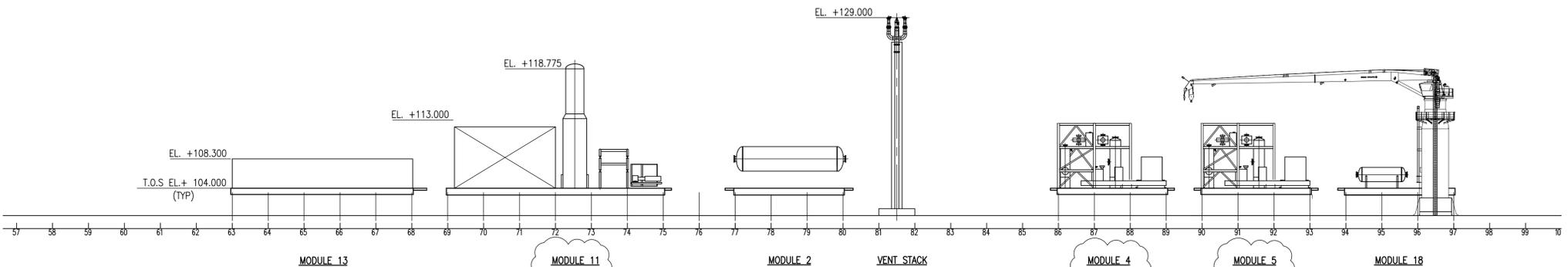
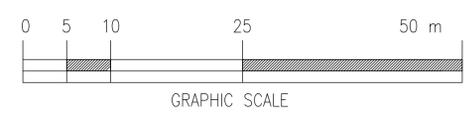
MODULES PORT SIDE SECTION A-A



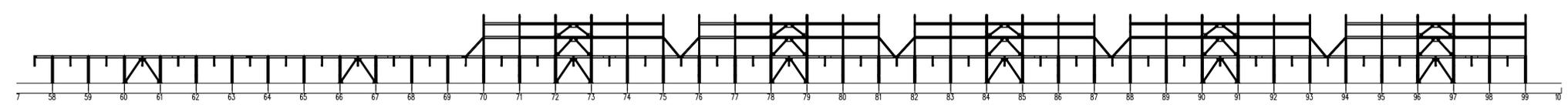
PLANVIEW



SECTION D-D



MODULES STARBOARD SECTION B-B



CENTRAL PIPE RACK LOOKING PORTSIDE

Stat./Rev.	Originator	Date	Description of revision	Checked	Approved
C1	wmV	29MAR05	FOR COMMENTS AND OR APPROVAL	wmV	Bsl
P2	Kuh	25JAN05	PRELIMINARY ISSUE	Kuh	Bsl
P1	Kuh	10DEC04	PRELIMINARY ISSUE	Kuh	Bsl

CLIENT **PETROBRAS** **PROJECT** **FPSO CAPIXABA**

SBM SINGLE BUOY MOORINGS INC MARLY - SWITZERLAND **IHC Gusto Engineering B.V.** P.O. Box 11 3100 AA Schiedam The Netherlands **Gusto**

Title: TOPSIDE OVERALL EQUIPMENT & ESCAPE ROUTE LAYOUT					
Format: A1	Projection Method:	Scale: 1:400	Project Number: HI 39350	Document Number: DPT92130	Sheet No./Sheets: 1 / 1
Revision: P2					

TURRET

O *turret* constitui-se de uma estrutura cilíndrica, instalada na proa do casco, no qual são conectadas as linhas de ancoragem e linhas flexíveis que chegam ou saem do FPSO. O *turret* tem a função de permitir o livre giro do FPSO, de forma que ele se alinhe com a resultante das forças ambientais, reduzindo com isto os esforços sobre o sistema de ancoragem. O contato entre o casco do FPSO e o turret se dá por meio de mancal de sustentação vertical, na parte superior, e mancal radial, na parte inferior. A Tabela II.2-3 apresenta as principais dimensões da estrutura do *turret*.

Tabela II.2.3-3: Características do *turret* do FPSO Capixaba

<i>TURRET</i>	
<i>Descrição</i>	
Diâmetro	16 m
<i>Elevação</i>	
Elevação convés superior	43,12 m
Elevação convés inferior	32,61 m
Elevação do convés de equipamento	39,30 m
Elevação do convés dos guinchos de conexão e ancoragem	43,12 m
Elevação total	60,50 m

Obs.: A elevação zero de referência é a linha do fundo do FPSO.

SALVATAGEM

Os equipamentos relacionados abaixo compõem o sistema de salvatagem do FPSO Capixaba. Os equipamentos existentes são:

- 1 bote de resgate para 5 passageiros, 8 balsas infláveis para 25 passageiros cada e 2 baleeiras para 100 pessoas cada;
- 248 coletes salva-vidas;
- Bóias circulares, sendo 4 delas com sistema de iluminação auto-ativada e 4 com iluminação ativada e sinal fumígeno.

III - DESCRIÇÃO DAS INSTALAÇÕES

III.1 - Gasoduto de Exportação do Gás Produzido no FPSO

Este gasoduto será interligado aos seguintes componentes, na porção marítima:

- *Pipeline End Manifold* - PLEM na extremidade do gasoduto de exportação, proveniente do FPSO;
- *Jumper* flexível ligando o PLEM a um *Pipeline End Termination* – PLET;
- Um tramo de *flowline* ligando o PLEM a uma válvula submarina de bloqueio de emergência - ESDV que será instalada na base do *riser* flexível;

Na outra extremidade do PLEM/PLET será interligado o Gasoduto Sul Capixaba que levará o gás para processamento na UTG Sul Capixaba a ser localizada no município de Anchieta/ES

No FPSO, o gasoduto submarino será interligado à superfície através de um *riser* flexível instalado na unidade de produção. Na base deste *riser* será instalada uma válvula submarina de bloqueio de emergência (*Emergency Shut Down Valve* - ESDV) no gasoduto de exportação que pode ser atuada remotamente a partir do FPSO através de um umbilical eletro-hidráulico, para isolamento do gás no gasoduto em caso de emergência.

Esta válvula ESDV tem por finalidade evitar o retorno de gás sob alta pressão no gasoduto em caso de rompimento do *riser*; isolando o FPSO e evitando a alimentação de um possível incêndio em decorrência do evento.

Um diagrama simplificado do sistema de exportação de gás natural através do gasoduto encontra-se apresentado a seguir.

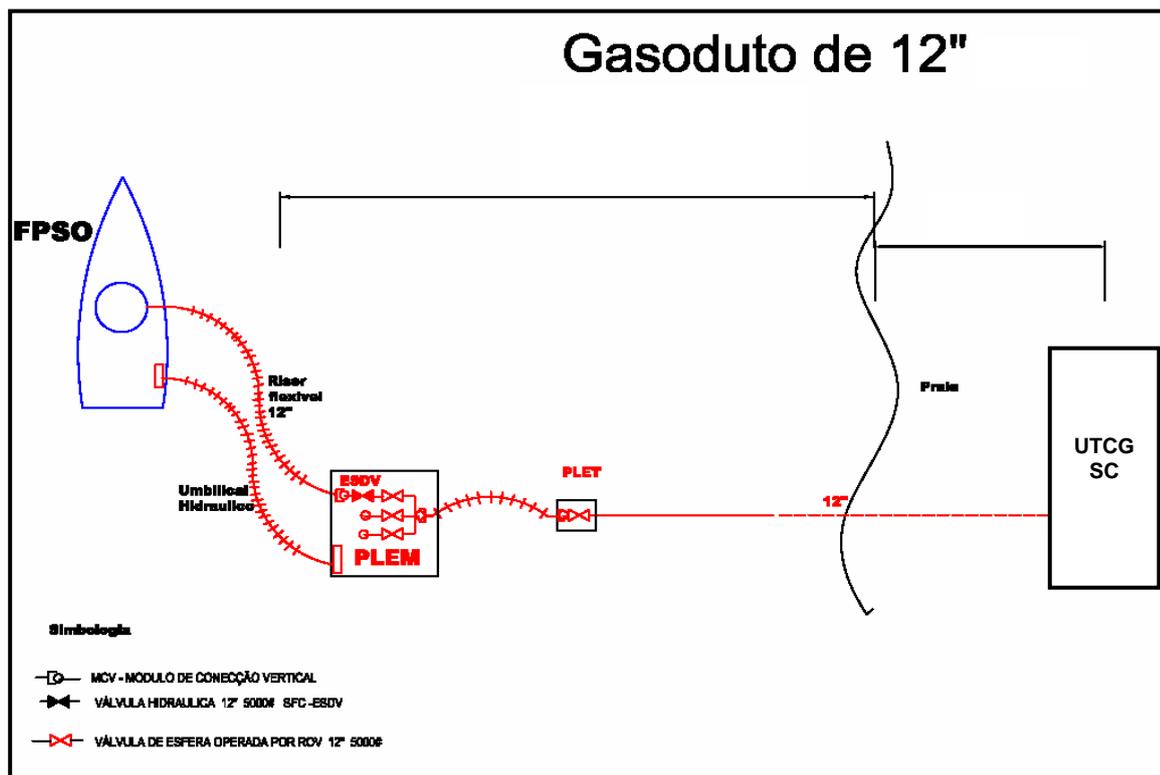


Figura III.1-1 - Sistema de exportação de gás

Na outra extremidade, será interligado a um gasoduto terrestre de 4 km, mais 1,25 km de gasoduto instalado no furo direcional que levará o gás para a Unidade de Tratamento Sul Capixaba, também localizado no município de Anchieta. O licenciamento ambiental desta sessão do gasoduto (furo direcional e trecho terrestre) está sendo conduzido junto ao órgão estadual de meio ambiente e não faz parte do objeto deste EIA/RIMA/AGR.

A Figura III.1-2 a seguir apresenta esquematicamente todo o sistema, desde o PLEM de Gasoduto Sul Capixaba até o ponto de chegada do gasoduto em terra (B1), na Praia do Além, em Ubu (distrito de Anchieta/ES).

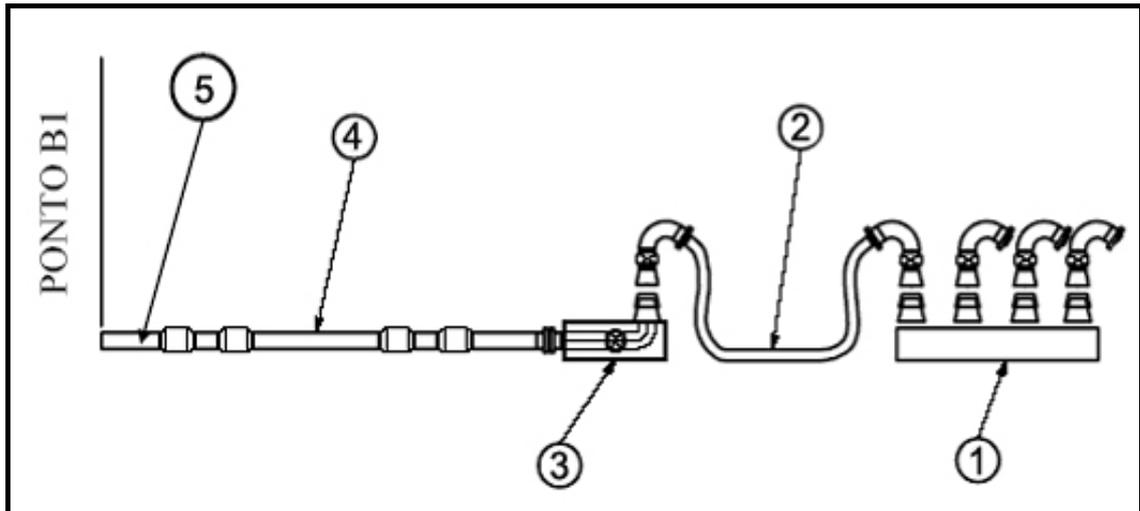


Figura III.1-2 - Esquema geral do gasoduto de exportação

Onde:

- 1 PLEM – *Pipeline End Manifold* (receptor de linhas)
- 2 *Jumper* flexível de 9,13 polegadas (linha de conexão)
- 3 PLET – *Pipeline End Termination* (conector)
- 4 Trecho rígido submarino do gasoduto
- 5 Saída do furo direcional
- B1 Ponto de chegada do gasoduto em terra (B1)

III.2 - Linhas de Escoamento de Produção dos Poços

O sistema de dutos submarinos previsto para a produção será composto por linhas de produção e injeção, umbilicais eletro-hidráulicos, cabos de potência e linhas de acesso ao anular.

O conjunto de umbilical eletro hidráulico de cada poço deste sistema de produção será constituído por uma mangueira para injeção de produtos químicos, mangueiras para controle das ANM's e um par de cabos elétricos para sensoriamento.

III.3 - Unidade Marítima de Produção FPSO Capixaba

O sistema de produção proposto, representado pela unidade FPSO Capixaba (*Floating Production Storage and Offloading*) consiste em uma unidade flutuante ancorada, através de um sistema composto de linhas de ancoragem dispostas radialmente e ligadas a um turret interno instalado na proa, capaz de produzir, armazenar e transferir o óleo armazenado. A esta unidade, durante a Fase de Produção, serão interligados poços produtores e poços injetores.

As linhas de produção dos poços conectam-se ao FPSO Capixaba através do *turret*, onde estão instalados os coletores denominados manifolds de produção, os quais recebem o fluxo proveniente da linha de produção de cada poço. Há ainda um manifold para teste individual de produção dos poços.

A Figura III.3-1 traz um fluxograma da chegada dos poços ao FPSO Capixaba com o detalhe dos *manifolds*.

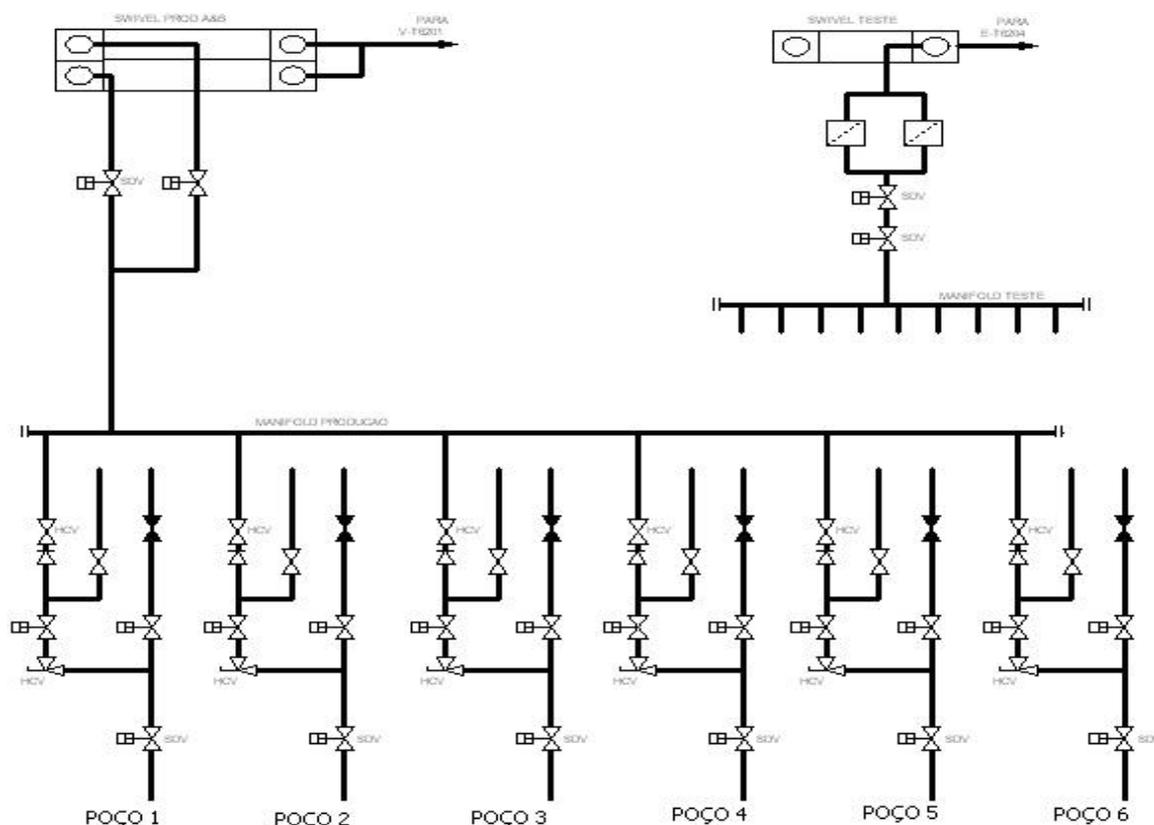


Figura III.3-1 – Coletor de óleo dos poços - Manifold

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

Sistema de separação e tratamento de óleo

A planta de processo do FPSO Capixaba possui facilidades para promover a estabilização e separação dos fluidos produzidos pelos poços (óleo, gás e água) em dois estágios de separação trifásico e um tratador eletrostático. Um vaso separador de teste também foi instalado para efetuar testes de avaliação de produção dos poços.

Os fluidos recebidos no manifold a uma temperatura média de 40°C são aquecidos até 55°C no pré-aquecedor E-T6201 e direcionados para o separador horizontal trifásico HP (alta pressão) V-T6201, cujo propósito é promover a primeira separação gás, óleo e água, a uma pressão de operação de 9 a 11 bar. O aumento da temperatura do óleo reduz a viscosidade e ajuda na quebra da emulsão da mistura óleo/água. Também é previsto a injeção química de desemulsificante e inibidor de espuma antes do separador HP para ajudar na estabilização do óleo.

Após passar pelo separador HP, o óleo é direcionado para um separador horizontal trifásico LP (baixa pressão) V-T6202, com a finalidade de reduzir a pressão de vapor do óleo cru a níveis seguros para armazenagem nos tanques de carga do navio, de forma a diminuir a baixos níveis a emissão de frações voláteis de hidrocarbonetos. Antes de entrar no separador LP, o óleo é reaquecido nos trocadores de calor E-T6202 e E-T6203 até alcançar a temperatura de aproximadamente 78°C.

O óleo ao sair do separador LP é alinhado para o tratador eletrostático V-T6203 onde é retirado praticamente todo restante de água e sal, conferindo a corrente de óleo um teor máximo de sal em torno de 570 mg/l e água (BSW)

menor do que 0,3%. O princípio de operação desse vaso é baseado na indução de uma carga elétrica nas gotículas de água presente na corrente de óleo, provocando a coalescência dessas gotas devido as forças de atração eletrostática que passam a agir, que por sua vez formam gotas maiores que vão decantando no fundo do vaso por ação de forças gravitacionais.

Devido à baixa energia do óleo após o separador LP, o fluxo na planta é garantido através de bombeio para o tratador eletrostático efetuado pelas bombas P-T6201A/B.

A planta de processo também contempla um vaso separador de teste horizontal V-T6204, com o propósito de avaliar periodicamente a produção individual dos poços, assim como as suas frações de água e razão de gás/óleo (RGO). Os fluidos podem ser direcionados para esse vaso através do manifold de teste localizado no *turret*.

O óleo estabilizado e livre de água é resfriado e medido em uma estação de medição fiscal, antes de ser enviado para os tanques de estocagem do navio, cuja capacidade de estocagem é de 2.050.000 barris.

A Figura III.3-2 apresenta um fluxograma da planta de tratamento de óleo.

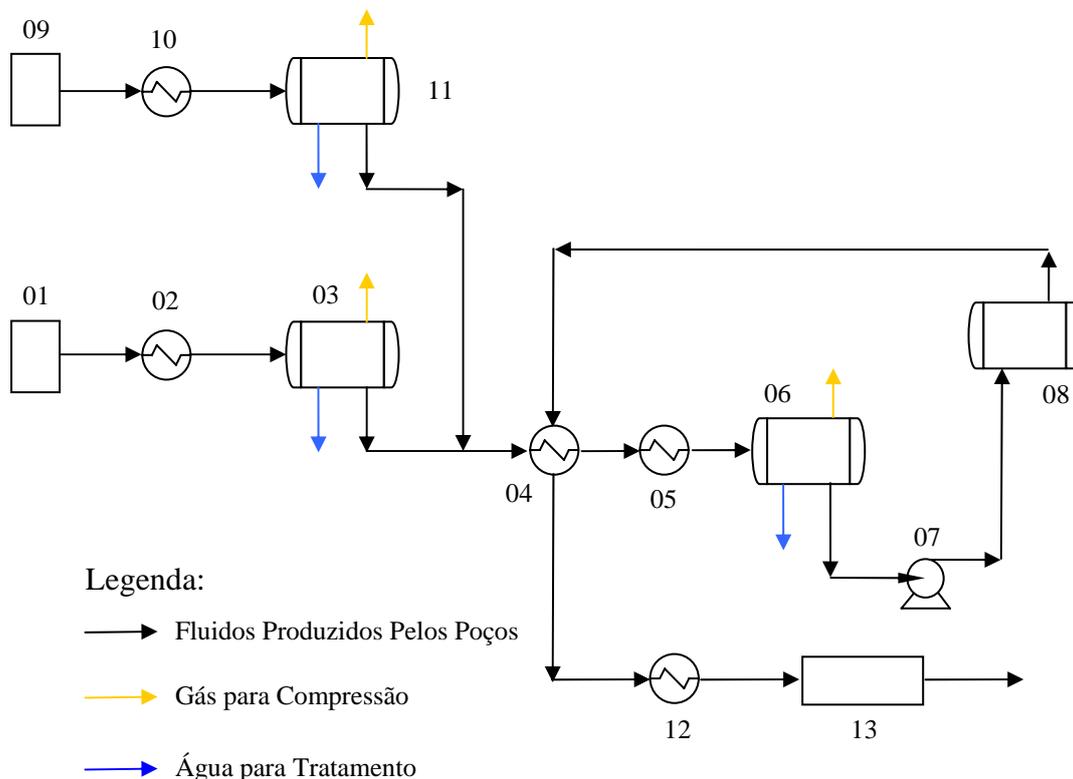


Figura III.3 -2 - Fluxograma da planta de tratamento de óleo

Onde:

Sistema de Separação e Tratamento de Óleo		
Posição	Descrição	TAG
01	Manifold de Produção	
02	Pré-Aquecedor	E-T6201
03	Separador Horizontal Trifásico HP (Alta Pressão)	V-T6201
04	Trocador de Calor	E-T6202
05	Trocador de Calor	E-T6203
06	Separador Horizontal Trifásico LP (Baixa Pressão)	V-T6202
07	Bomba de Óleo	P-T6201A/B
08	Tratador Eletrostático	V-T6203
09	Manifold de Teste	
10	Aquecedor de Teste	E-T6204
11	Vaso Separador de Teste Horizontal	V-T6204
12	Resfriador de Óleo	E-T6205
13	Pacote de Medição Fiscal	A-T6210

Sistema de compressão e desidratação do Gás

O gás liberado no separador de alta pressão e teste é encaminhado diretamente para os compressores principais, enquanto que o gás liberado no separador de baixa pressão passa primeiro por uma compressão auxiliar, com o intuito de elevar a sua pressão até o valor necessário para ser admitido na sucção dos compressores principais, assim chamados, por serem responsáveis pela compressão de todo gás liberado nos separadores até a pressão de 197 bar. A finalidade de promover esse aumento de pressão no gás é para tornar possível a injeção de gás *lift* nos poços, permitir o consumo como gás combustível e exportar o excedente para terra.

A planta de compressão possui dois conjuntos de moto-compressores em paralelo. Os compressores são acionados por motores elétricos e comprimem o gás em dois estágios de compressão. No primeiro estágio, o compressor K-T7111/41 comprime o gás até a pressão de 60 bar. Em seguida o segundo estágio de compressão K-T7121/51 eleva a pressão até 197bar. Antes de cada estágio de compressão, o gás é resfriado em trocadores de calor e retirado condensado em vasos verticais (*scrubbers*). Ao sair da planta de compressão o gás é resfriado até 40°C no trocador E-T7102, localizado na entrada do sistema de desidratação.

O compressor auxiliar (*Booster*) V-6202 possui capacidade de comprimir até 260.000 Nm³/dia de gás liberado no separador de baixa pressão V-T6202. O compressor é do tipo parafuso e é acionado por um motor elétrico. O gás recuperado nesse compressor é encaminhado para a sucção dos compressores principais.

O gás comprimido a alta pressão deve ser tratado antes de ser consumido, injetado e exportado. A finalidade de se promover a desidratação do gás é para evitar a formação de cristais de hidratos (sólido semelhante ao gelo no aspecto visual cuja principal característica é manter aprisionado, entre os cristais de água, moléculas de gás) e conseqüentemente, obstrução nas linhas e dutos.

O processo de desidratação do gás é feito através do contato físico do Trietilenoglicol, durante a passagem em contra fluxo dos dois produtos em bandejas especiais dentro da torre C-T7201. A umidade do gás é absorvida pelo TEG devido ao poder higroscópico desse produto.

Ao sair da torre, o TEG é encaminhado para uma unidade de regeneração onde é novamente purificado por elevação da temperatura para a liberação de vapor de água, se utilizando ainda o *stripping* a gás para melhorar a eficiência do processo e, finalmente, bombeado para a torre de desidratação, fechando o ciclo. O gás seco ao sair da torre é enviado para: consumo interno de gás combustível, principalmente na geração de energia principal e caldeiras de vapor do navio; injeção de gás *lift* nos poços produtores e exportação para terra através de gasoduto.

A Figura III.3-3 apresenta um fluxograma mostrando a planta de compressão e tratamento de gás.

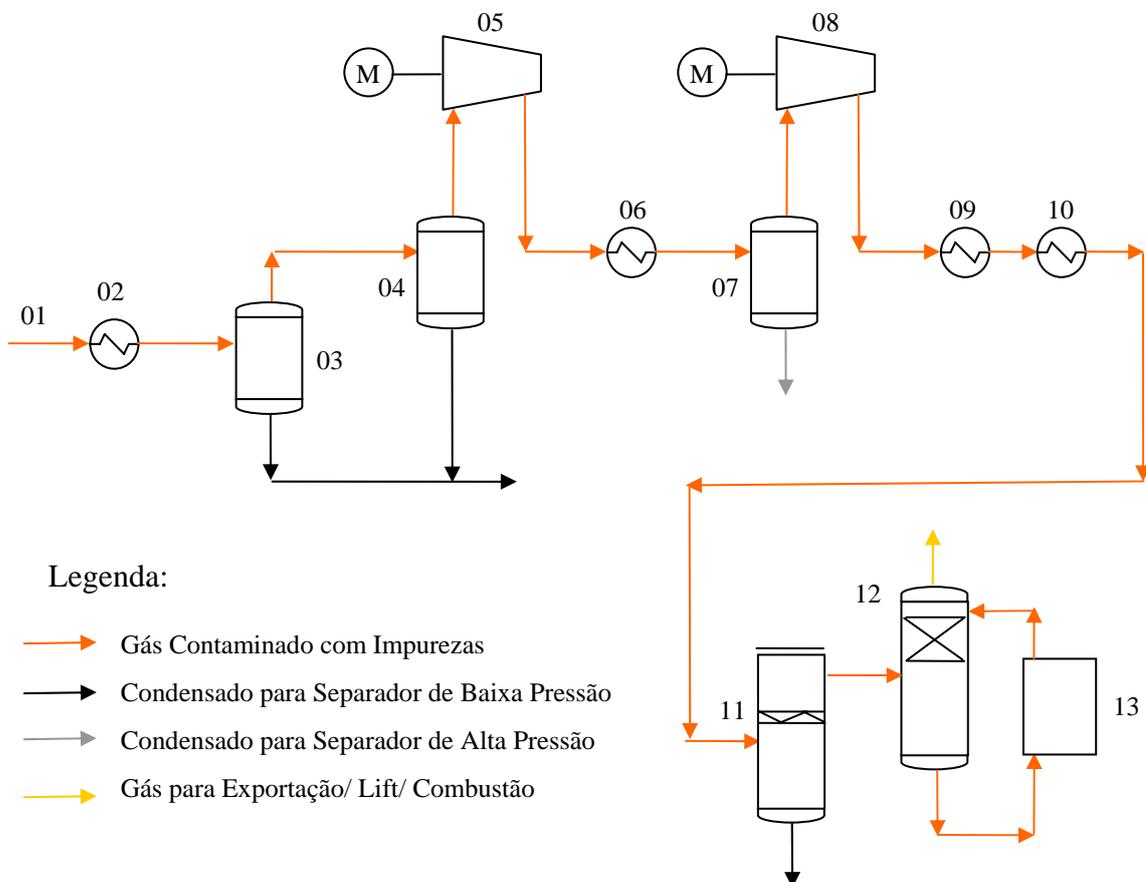


Figura III.3 - 3 - Fluxograma da planta de compressão e tratamento de gás

Onde:

Sistema de Compressão e Desidratação do Gás		
Posição	Descrição	TAG
01	Gás Proveniente do Sist. Alta Pressão (HP) e Compressão auxiliar	
02	Refrigeração do Primeiro Estágio de Sucção	E-T7101
03	Vaso de Segurança	V-T7101
04	Vaso Vertical (<i>Scrubber</i>) do Primeiro Estágio de Sucção	V-T7111/41
05	Compressor do Primeiro Estágio	K-T7111/41
06	Refrigeração do Segundo Estágio de Sucção	E-T7111/41
07	Vaso Vertical (<i>Scrubber</i>) do Segundo Estágio de Sucção	V-T7121/51
08	Compressor do Segundo Estágio	K-T7121/51
09	Refrigeração do Segundo Estágio de Descarga	E-T7121/51
10	Refrigeração do Gás de Alta Pressão (HP)	E-T7102
11	Separador de Entrada	V-T7201
12	Torre de TEG	C-T7201
13	Unidade de Regeneração	A-T7210

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

O sistema é constituído por dois subsistemas simples e independentes, um de alta (HP) e outro de baixa (LP) pressão, possuindo cada um, um vaso para retenção de condensados (V-T6701 e V-T6702) e uma rede que conduz os gases a uma única torre vertical, onde os queimadores de alta e baixa pressão estão instalados.

O sistema HP permite queimar rapidamente e de forma segura todo o gás do inventário dos vasos e linhas de alta pressão da planta de processo quando necessário. O sistema de *flare* HP é formado por um coletor principal interligado a vários coletores secundários que permite o alinhamento do gás de todos os pontos de interesse do processo para o vaso horizontal do *flare* HP V-T6701, onde todo o líquido que por ventura vier carregado pelo gás é separado e enviado para os tanques de carga e o gás é direcionado para o bico do queimador de alta pressão.

O sistema de *flare* LP é projetado para receber todo o gás aliviado do separador do segundo estágio, compressão auxiliar e outras unidades que trabalham com gás de baixa pressão. O sistema de *flare* LP também conta com um coletor principal e coletores secundários que permitem a interligação da malha

de alívio de baixa pressão para o vaso horizontal LP do flare V-T6702, e deste para o bico do queimador de baixa pressão.

O queimador, planejado para baixas emissões de NOx, é projetado de modo a garantir que os limites de exposição à radiação a curto e médio prazos não sejam ultrapassados sob todas as condições operacionais. Embora seja previsto que durante a operação normal somente o piloto dos queimadores seja mantido aceso, cada um dos sistemas do queimador é projetado para queima contínua (2.500.000 Nm³/dia) de toda a produção em caso de emergência.

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

A Figura III.3-4 adiante apresenta o fluxograma do sistema de flare de alta HP e baixa pressão (LP).

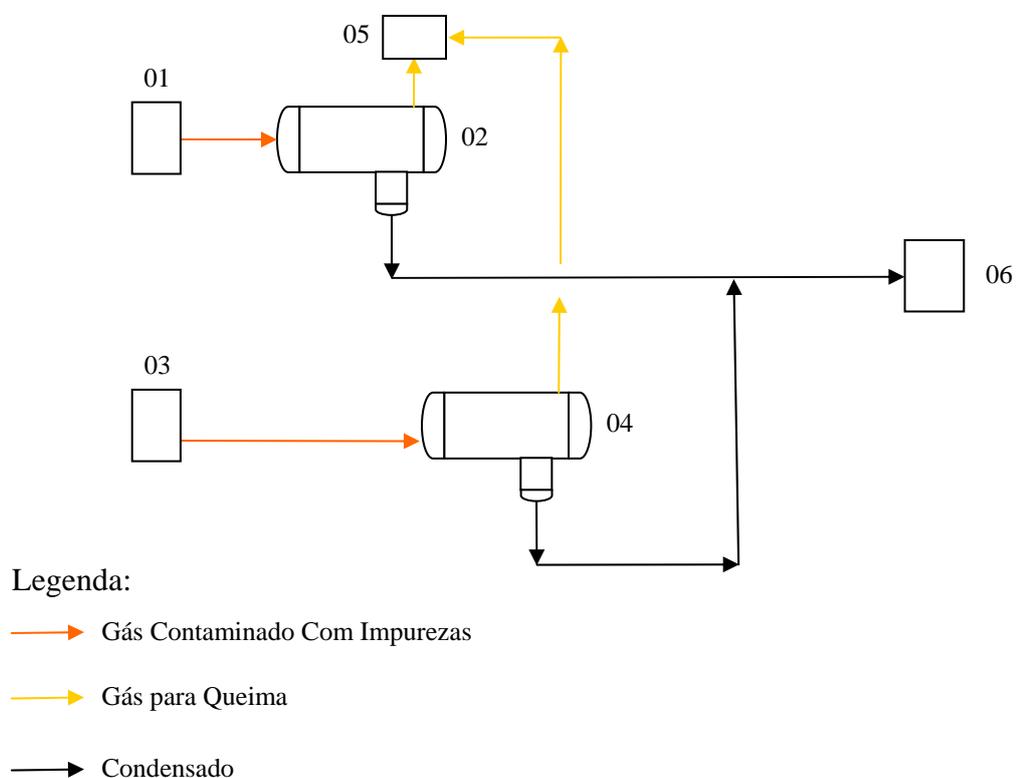


Figura III.3-4: Fluxograma do Sistema do Flare

Onde:

Sistema de Gás de <i>Flare</i> de Alta e Baixa Pressão		
Posição	Descrição	TAG
01	Coletor Principal/ Secundário de Alta Pressão (HP)	
02	Vaso Para Retenção de Condensado de Alta Pressão (HP)	V-T6701
03	Coletor Principal/ Secundário de Baixa Pressão (LP)	
04	Vaso Para Retenção de Condensado de Baixa Pressão (LP)	V-T6702
05	Torre Vertical	A-T7610/20
06	Tanques de Carga	

Sistema de tratamento de água produzida

Toda água produzida na planta de processo é encaminhada para um sistema de tratamento específico para este tipo de fluido oleoso. Primeiramente a água para por um vaso de água produzida (*Produced Water Flash Drum*) V-T2401, onde é submetida a processos de decantação, desaeração e coagulação. Em seguida é alinhada para um tanque de água produzida, onde ocorre uma separação gravitacional óleo/água. Após esse tanque a água ainda é submetida a um processo de separação centrífuga em hidrociclones dedicados, de forma a garantir as especificações mínimas do teor de óleo e graxa, antes do descarte no mar.

A Figura III.3-5 apresenta um fluxograma mostrando o sistema de tratamento de água produzida na unidade FPSO Capixaba.

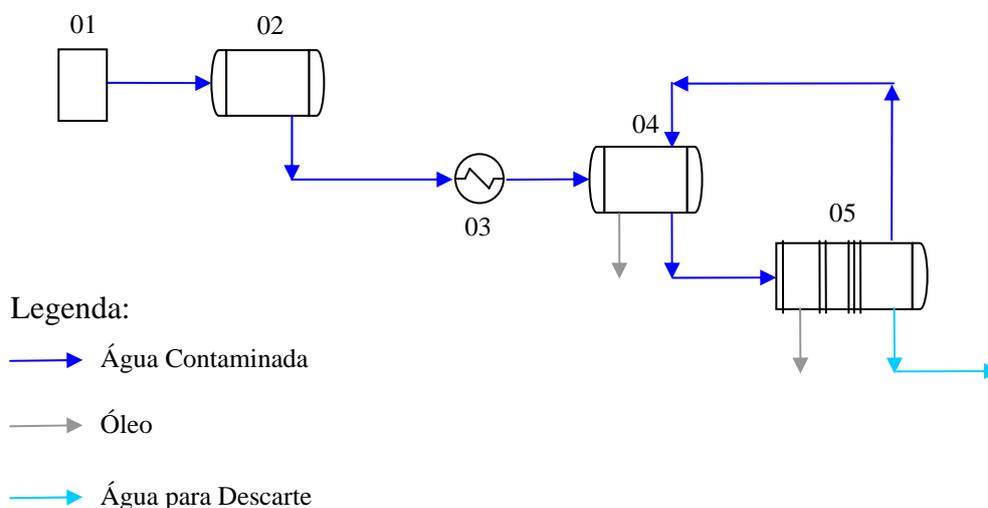


Figura III.3 - 5- Fluxograma da planta de tratamento de água produzida

Onde:

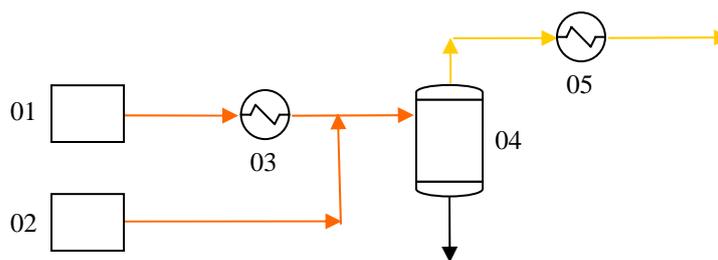
Sistema de Tratamento de Água Produzida		
Posição	Descrição	TAG
01	Água Produzida na Planta de Processo	
02	Vaso de Água Produzida	V-T2401
03	Sistema de Refrigeração de Água Produzida	E-T2401
04	Tanque de Água Produzida	
05	Hidrociclone	

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

O gás combustível é usado principalmente para geração elétrica do pacote de geração principal e vapor das caldeiras do navio. O sistema de gás combustível HP recebe o gás comprimido e tratado na planta de gás, promove aquecimento desse gás no aquecedor E-T7701, reduz a pressão para níveis requeridos pelos consumidores e subseqüentemente, alimenta o vaso pulmão de gás combustível HP, V-T7701, onde é retirado condensado e estocado temporariamente para os consumidores. Antes de ser distribuído para os seus consumidores, o gás é aquecido novamente no aquecedor E-T7702 de forma a garantir as especificações necessárias para consumo.

O gás combustível de baixa pressão é usado em menor escala em consumidores como piloto do flare, aquecedores e regeneração de glicol. A alimentação do sistema de gás combustível LP é feita a partir do sistema de HP. A pressão do gás é reduzida ainda mais para atender as especificações de consumo LP. A alimentação do sistema de LP também pode ser feita diretamente do separador de HP, caso haja a necessidade.

A Figura III.3 - 6 apresenta um fluxograma mostrando o processo na planta de gás combustível na unidade.



Legenda:

- Gás Contaminado Com Impurezas
- Condensado Para Pré-Aquecedor de Produção
- Gás Para Consumo

Figura III.3-6: Fluxograma da planta de gás combustível.

Onde:

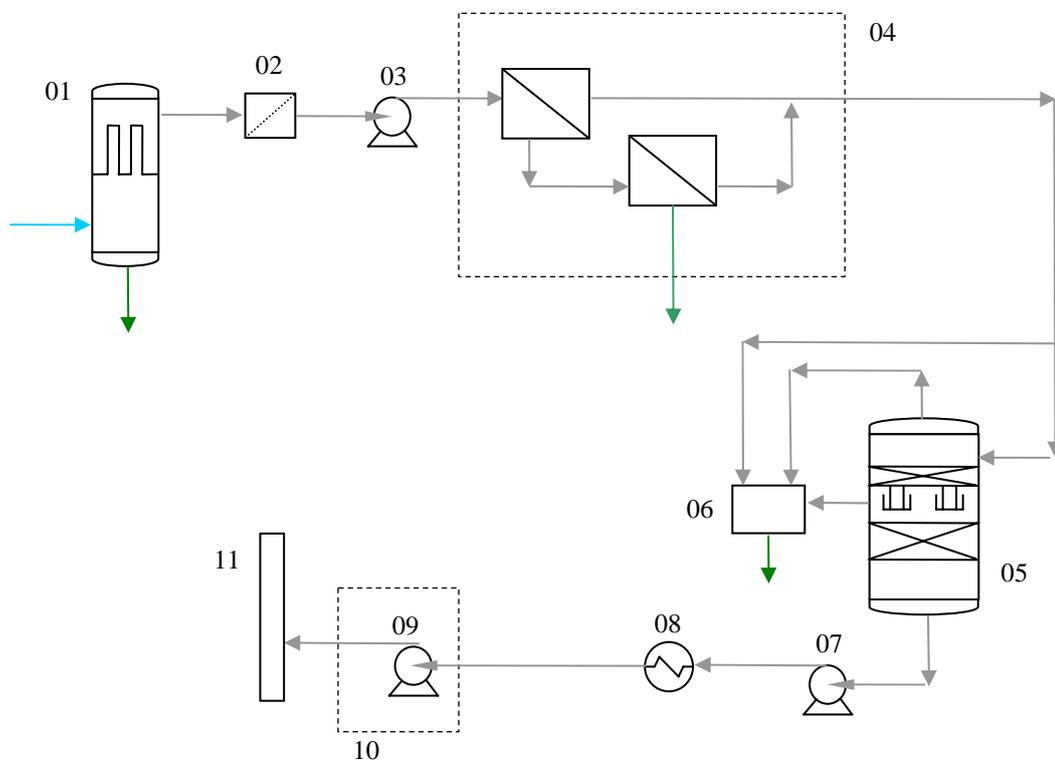
Sistema de Gás Combustível de Alta e Baixa Pressão (HP e LP)		
Posição	Descrição	TAG
01	Gás Combustível Proveniente do Filtro TEG C-T7201	
02	Gás Combustível Proveniente do Trocador de Calor E-T7101	
03	Sistema de Pré-Aquecimento de Gás Combustível de Alta Pressão	E-T7703
04	Vaso Pulmão de Gás Combustível de Alta Pressão (HP)	V-T7701
05	Aquecedor	E-T7701

Sistema de água de injeção

O sistema de água de Injeção possui capacidade de tratar a água para injeção nos poços injetores. A água é captada no mar através de bombas de captação e direcionada para a unidade de tratamento, onde passa por processos de filtragem grossa para remover sólidos maiores do que 80µm, tratamento químico com injeção de biocida e seqüestrante de oxigênio, desaeração à vácuo e dessulfatação, onde o teor de sulfatos é reduzido para <100 mg/l. Por fim, é bombeada a alta pressão para injeção nos poços injetores.

A finalidade do tratamento da água de injeção é evitar a formação de incrustação nas linhas de injeção dos poços injetores, obstrução do meio poroso da rocha reservatório e proliferação das bactérias sulfato-redutoras presentes nas rochas reservatório.

A Figura III.3-7 apresenta o fluxograma da planta de tratamento de água de injeção.



Legenda:

- Captação de Água do Mar
- Descarte de Água Para o Mar
- Água do Mar

Figura III.3-7 : Sistema de Injeção de Água do FPSO Capixaba

Onde:

Sistema de Injeção de Água		
Posição	Descrição	TAG
01	Filtro Grosso de Água (2x100%)	S-T2201A/ B
02	Filtro Protetor (3x50%)	S-T2641A/ B/ C
03	Bomba de Alimentação de Alta Pressão (HP) (4x33%)	P-T2641A/ B/ C/ D
04	Módulo de Membrana (2x50%)	A-T2641A/ B
05	Tanque Desaerador	V-T2601
06	Pacote a Vácuo	A-T2630
07	Bomba Auxiliar (Booster) de Injeção de Água (3x50%)	P-T2641A/ B/ C
08	Cooler	E-T2502A / B e E-T2503
09	Bomba de Injeção Principal (2x50%)	P-T2611/ 21
10	Pacote de Injeção de Água	A-T2610/ 20
11	Manifold de Injeção de Água	

Sistema de injeção química

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

- **Injeção Submarina**

Etanol: Utilizado para inibir a formação de hidratos em dutos de gás no fundo do mar, caso a unidade de desidratação de gás apresente baixa eficiência. É armazenado em quantidades médias de 30.000 litros, sendo estas adequadas à vazão de injeção de até 5.000 litros por dia durante uma semana.

Inibidor de Incrustação: Este produto será utilizado apenas quando os poços produtores começarem a produzir água. O anti-incrustante será injetado na árvore de natal de cada poço para prevenir a formação de incrustação nas linhas de produção. O produto será armazenado em tanque com capacidade para 7.000 litros.

- **Injeção na Planta de Processo**

Desemulsificante: Utilizado para facilitar a separação óleo/água no processo. É armazenado em quantidades médias de 11.000 litros. Este produto será utilizado somente quando iniciar a produção de água do reservatório.

Inibidor de espuma (Antiespumante): Este produto compreende uma solução de óleo de silicone a 12500 cSt em querosene, numa proporção de 1:3. Serão armazenados em média 6.500 litros deste produto.

Polieletrolite: Este produto é um quebrador de emulsão inversa e pode ser adicionado à água produzida para facilitar a separação do óleo. Serão armazenados em média 4.000 litros deste produto, de modo a permitir sete dias de consumo.

Inibidor de Corrosão: Utilizado na corrente de gás de exportação para prevenir o processo de corrosão nas paredes do duto de exportação. A dosagem de injeção será em torno de 1,0l/MMscf/h e a capacidade de estocagem de 400 l.

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

Seqüestrante de oxigênio: Será injetado continuamente na água de injeção a uma taxa entre 5 e 200 ppm, dependendo da eficiência operacional da torre desaeradora. Serão armazenados na embarcação uma quantidade suficiente deste produto para permitir sete dias de consumo. A unidade tem capacidade de armazenar 12.000 litros desse produto.

Biocida 1 e 2: Serão utilizados dois tipos de biocida. O primeiro será aplicado durante uma hora, duas vezes por semana, com uma concentração entre 200 a 1.000 ppm. Um segundo biocida será injetado continuamente com a concentração de 5 a 20 ppm. A unidade pode armazenar até 4.000 litros de biocida.

Sistema de drenagem

As instalações de superfície do FPSO Capixaba contarão com dois sistemas de dreno independentes. Um sistema contemplará os drenos das áreas classificadas, onde os drenos contendo hidrocarbonetos ou água oleosa são alinhados para o tanque de óleo sujo (*Slop*) do navio. Nesse tanque o óleo é separado da água, sendo recuperado e enviado novamente para a planta de processo. Todo o sistema de drenagem das áreas classificadas será aberto (sem pressão), não possuindo qualquer tipo de drenagem fechada (pressurizada).

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

Sistema de Geração Elétrica

O sistema de geração elétrica completo compreende: três geradores acionados por turbina à gás/diesel (turbo-gerador) de 13MW/11kV cada; dois geradores acionados por turbina à vapor de 12MW/11kV cada; dois geradores auxiliares de 1800kW/440V cada, sendo um acionado por motor a diesel e outro acionado por vapor; e por fim, um gerador de emergência de 460KW/440V.

O sistema foi projetado para operar continuamente com quatro dos cinco geradores principais de 13MW, mantendo sempre um de reserva. A capacidade da geração principal foi projetada para atender o consumo de pico previsto para a unidade, garantindo assim uma boa margem de segurança no fornecimento de energia para os equipamentos essenciais do FPSO Capixaba.

Sistema de Água de Aquecimento

Este sistema tem a finalidade de suprir energia térmica para os principais sistemas de processo. Os principais consumidores são: o sistema de separação e tratamento de óleo e os aquecedores do sistema de gás combustível. Este sistema é um circuito fechado de água industrial. A água é aquecida através de troca de calor com vapor gerado no forno ou nas caldeiras. Neste sistema existem duas bombas, sendo uma reserva, que distribuem a água de aquecimento para os aquecedores.

Sistema de Água de Resfriamento

O sistema de água de resfriamento atende principalmente ao sistema de compressão, ao resfriamento da água produzida e também do óleo já tratado caso necessário. Este sistema também é um circuito fechado de água industrial.

Para resfriar a água do circuito fechado é utilizada água do mar. Neste sistema existem três bombas, sendo uma reserva, que distribuem a água de resfriamento para os resfriadores.

Sistema de Ar de Instrumento

O Ar de instrumento é suprido através de um sistema de ar comprimido localizado na sala de máquinas. O ar é seco e enviado para o vaso de ar de instrumento de onde é encaminhado para os consumidores.

Sistema de Óleo Diesel

Este sistema tem por finalidade receber, armazenar, purificar e distribuir diesel para os consumidores, a saber:

- Caldeira principal e auxiliar;
- Moto-gerador de emergência e essencial;
- Moto-bomba de serviço;
- Moto-bombas de incêndio e
- Incinerador.

A composição do sistema de diesel terá sua capacidade definida na época do detalhamento do projeto:

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

O óleo diesel, transportado por embarcações de apoio, é recebido no FPSO por meio de bombeamento através de mangotes. A bordo, o óleo é

estocado em tanques, purificado e transferido aos consumidores por dutos e bombas evitando-se o contato humano. O processo de purificação inicia-se com a decantação, no tanque de sedimentação e a purificação propriamente dita na centrífuga, tornando o óleo pronto para consumo. Depois de centrifugado, o óleo é enviado para o tanque de serviço, de onde é distribuído para os consumidores.

Sistema de Estocagem e Transferência de Petróleo

A transferência de petróleo do FPSO Capixaba, em operação denominada *offloading*, se dará através de navios aliviadores atracado à popa do FPSO Capixaba, a uma distância de cerca de 150 metros. O navio aliviador recebe óleo através de um mangote flexível de 20 polegadas de diâmetro e cerca de 250 m de comprimento. O mangote de *offloading* é equipado em ambas as extremidades com válvulas automáticas que só podem ser abertas para permitir o fluxo depois de estarem corretamente conectadas aos flanges fixos correspondentes, localizados um em cada navio.

Um acoplamento de desengate rápido de alta confiabilidade é instalado em uma das extremidades do mangote para permitir a sua rápida liberação em caso de emergência. Para assegurar que quaisquer problemas eventuais sejam prontamente identificados, interrompendo-se a transferência de petróleo, a operação é acompanhada permanentemente por uma pessoa no convés de cada navio.

Ao final do *offloading*, o mangote é recolhido, lavado e guardado no FPSO até a próxima operação e o aliviador transporta o óleo para os terminais de recebimento de terra. A água de lavagem do mangote vai para os tanques de drenagem (*slops*) para tratamento.

A Figura III.3-8 apresenta uma operação de transferência de uma unidade tipo FPSO para um navio aliviador.



Figura III.3-8 - Vista aérea da operação de offloading de um FPSO para um navio aliviador

A estocagem de petróleo no FPSO Capixaba é realizada em 13 tanques da embarcação, sendo 3 centrais e 10 laterais (5 em cada bordo), que juntos perfazem uma capacidade total de 2,05 milhões de barris. A disposição e localização dos tanques podem ser observadas na Figura III.3-9.

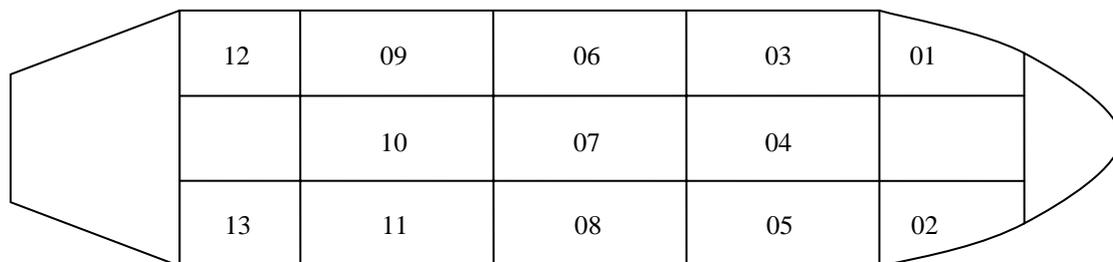


Figura III.3-9 - Tanques de armazenamento de óleo do FPSO Capixaba

Sistema de Estocagem			
Posição	Descrição	Posição	Descrição
01	Tanque N°1 - Bombordo	08	Tanque N°3 - Boreste
02	Tanque N°1 - Boreste	09	Tanque N°4 - Bombordo
03	Tanque N°2 - Bombordo	10	Tanque N°4 - Central
04	Tanque N°2 - Central	11	Tanque N°4 - Boreste
05	Tanque N°2 - Boreste	12	Tanque N°5 - Bombordo
06	Tanque N°3 - Bombordo	13	Tanque N°5 - Boreste
07	Tanque N°3 - Central		

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

A periodicidade da transferência de óleo do FPSO Capixaba para os navios aliviadores deverá ser semanal, e o sistema de transferência contempla 4 bombas centrífugas acionadas a vapor com vazão máxima de 4.000 m³/hora. O tempo máximo previsto para a operação é de 24h. O mangote de *offloading* do FPSO (transferência) após a operação será recolhido para a embarcação.

A Figura III.3-10 apresenta um fluxograma ilustrativo da operação de *offloading*.

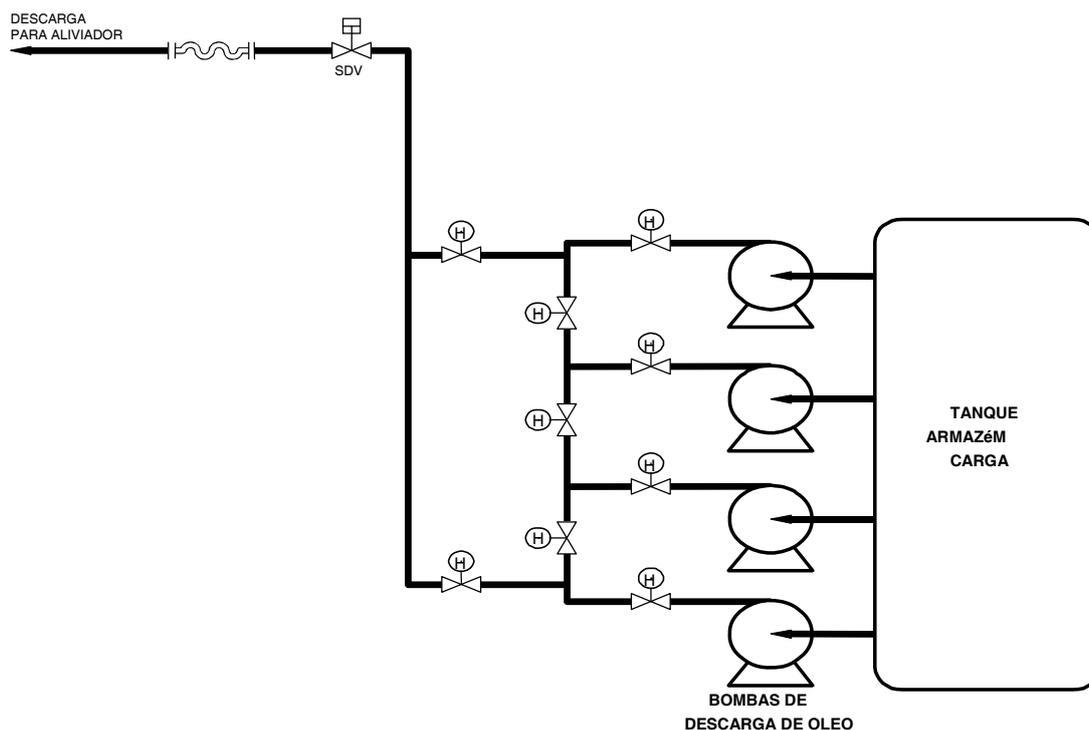


Figura III.3-10: Sistema de Offloading

IV - DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS DE SEGURANÇA

IV.1 - Gasoduto Sul Capixaba

A operação do Gasoduto Sul Capixaba, composto por gasoduto marítimo e terrestre, será executada remotamente pelo sistema supervisorio da UTG-Sul Capixaba.

Uma válvula de fechamento automático (SDV – *Shut Down Valve*), dotada com atuador de gás-hidráulico e sistema de detecção de rompimento de duto (*linebreak detection system*) será instalada nos trechos aéreos na chegada do gasoduto na Praia do Além e na UTG-Sul Capixaba, atuando na ocorrência de pressão baixa, pressão alta e alta velocidade de queda de pressão. Estas válvulas contarão também com comando de fechamento remoto.

As SDVs serão do tipo esfera, de passagem plena, montagem interna *trunnion* do tipo pistão de duplo efeito (*double piston effect*), corpo aparafusado, extremidades flangeadas, com sinalização de estado no sistema SCADA e gás-hidráulico com comando de abertura e fechamento local, que permita sua manutenção com o duto em operação.

Os recebedores de *pig* deverão ser locados em posicionamento elevado que facilite o escoamento de líquido para o coletor de condensado. O tampão será do tipo abertura e fechamento rápido, com dispositivo de segurança que impeça a abertura enquanto a câmara estiver pressurizada. Os recebedores de *pig* serão projetados para possibilitar o recebimento de *pigs* do tipo copo e instrumentado com acionamento local.

Cabe observar que, para o gasoduto, além do sistema de controle através da SDV (válvula de bloqueio), haverá um Sistema de Monitoramento através da passagem de *pig* instrumentado, em campanhas a cada cinco anos.

A Tabela IV.1-1, a seguir, apresenta as principais características do gasoduto Sul Capixaba, considerando sua parte marítima.

Tabela IV.1-1 - Características do Gasoduto Sul Capixaba

GASODUTO SUL CAPIXABA (Trecho marítimo entre o PLET/PLEM até a saída do furo direcional)	
Extensão total da parte marítima do duto	78,7 Km
Diâmetro do duto marítimo	12 polegadas
Pressão de projeto	214 kgf/cm ²
Pressão de teste	268 kgf/cm ²
Vida útil prevista para o duto na parte marítima	30 anos
Tipo de duto a ser utilizado	Aço

IV.2 - Unidade Marítima de Produção FPSO Capixaba

O Sistema de Detecção de Incêndio e Gás cobre todo o FPSO Capixaba, monitorando continuamente todas as áreas onde possam ocorrer incêndio ou formação de mistura inflamável. O sistema detecta qualquer um destes eventos, alerta o pessoal e inicia uma seqüência de ações para minimizar as conseqüências.

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

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

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

Filosofia de Parada por Incêndio e Gás

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

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

Isolamento Elétrico da Sala de Equipamentos do Turret (TER): é acionado a partir da detecção de incêndio ou gás confirmado dentro do compartimento da TER. A detecção de 20% do limite inferior de explosividade de gás no sistema de ventilação e pressurização causa o fechamento somente dos registros de ventilação.

Detecção de gás

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

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

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

Não há nenhum detector de H₂S instalado, já que não há um teor significativo de H₂S no petróleo bruto. Todo detector de gás é capaz de detectar metano, já que este é o gás predominante no petróleo bruto. Os sensores usados para detecção de gás são do tipo infravermelho, sendo suficientemente confiáveis para evitar alarmes falsos.

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

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

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

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

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

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

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

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

Detecção de Incêndio

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

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

Os detectores de fumaça estão instalados em todas as áreas fechadas onde se possa prever fumaça no estágio inicial de um incêndio, como por exemplo, nas áreas de alojamentos, sala de máquinas, sala de bombas, almoxarifado e laboratório. Um sistema de detecção de fumaça para alarme imediato é usado na Sala Local de Equipamentos (LER) e na sala de equipamentos do turret (TER).

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

Os detectores de calor do tipo termovelocimétrico são usados em todas as áreas que não sejam apropriadas para detectores de fumaça, tais como:

- Salas de recreação;
- Cozinha, refeitório e coifa da cozinha;
- Oficina da sala de máquinas;

- Lavanderias.

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

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

Os Pontos de Chamada de Alarme Manual (MAC) são instalados de acordo com o SOLAS através dos espaços de alojamentos, áreas de serviço e estações de controle. Além disto, são instalados MACs no heliponto, nos pontos de reunião e perto das rotas de escape nos módulos da planta de processo. O pessoal dos alojamentos deverá estar sempre a menos de 20 metros de um MAC. Nas instalações de processo os regulamentos do NFPA são aplicáveis. Os MACs têm fiação em circuitos separados.

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

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

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

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

Sistema de Combate a Incêndio

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

O sistema de combate a incêndio é composto pelos subsistemas de dilúvio e espuma que atendem às suas respectivas áreas por meio do anel de espuma e do anel de incêndio, sendo os mesmos mantidos pressurizados com água captada do mar. A água de combate a incêndio é suprida aos locais aplicáveis através dos seus respectivos sistemas de dilúvio ou hidrantes e a espuma é suprida ao convés pela ativação do sistema de espuma, o qual permite a mistura de Líquido Gerador de Espuma (LGE) com água de incêndio (água salgada). Utilizando-se um proporcionador, o LGE é adicionado à água de incêndio para formar a mistura, a qual é conduzida às áreas aplicáveis através de dutos normalmente secos e dedicados. Uma válvula de dilúvio por espuma é atuada para ativar o sistema de dilúvio de espuma.

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

Para fins de combate a incêndio por dilúvio, as instalações do FPSO Capixaba foram divididas de acordo com a identificação de requisitos de dilúvio, assim sendo: Turret, Módulos de Processo e Módulos de Facilidades.

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

Sistema de Proteção de Alta Integridade (HIPPS)

Os Sistemas de Proteção de Alta Integridade de Pressão (HIPPS) são instalados no turret para proteção contra risco de sobre-pressão nos equipamentos de produção. As funções do HIPPS são realizadas por um sistema dedicado, configurado como SIL 3.

O HIPPS consiste de três sensores de pressão configurados em uma base de 2 entre 3 para a tomada de ações executivas. Desta forma, sempre que houver elevação da pressão de operação acima dos valores previamente definidos em uma determinada linha, o sistema bloqueará automaticamente o fluxo pela atuação das válvulas SDV protegendo os equipamentos da planta de processo.

A única conexão de sinal elétrico entre o HIPPS e quaisquer outros sistemas é um sinal do HIPPS para o sistema ESD do turret para sinalizar a sua atuação. As saídas do HIPPS são arranjadas para fechamento das válvulas SDV. Além disso, as SDV possuem compartilhamento com outras saídas do sistema ESD, mas os solenóides são arranjados em uma configuração 1oo2 (isto é, falha segura).

Interface dos sistemas ESD/ FGS/ PCS do turret

Devido à limitação da interface de sinal por cabos entre o FPSO e o *Turret*, um painel remoto para o ICSS está localizado na Sala de Equipamentos do *Turret* (*Turret Equipment Room* - TER), provendo as funções exigidas de HIPPS, ESD, FGS e controle, associadas aos sensores e válvulas do *Turret*. Instalações redundantes de ligações seriais de dados estabelecem as comunicações entre as

unidades ICSS do *Turret* e estações de trabalho da CCR com os objetivos de monitoração de alarme e ações do operador.

Sinais de ação executiva do FGS e de ESD Nível III entre o sistema ESD e o painel ESD do *Turret* também são transmitidos por cabo através dos swiveis no *Turret*.

Sistema de Comunicação Pública

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

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

- Alarme de Abandono: Grito (azul)
- Alarme de Incêndio: Trinado (vermelho)
- Alarme de Gás: Sirene (amarelo/âmbar)
- Advertência de 2 minutos: Ruído lento

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

Segurança e Controle do Processo

Certificado pela ABS como uma instalação fixa fundeada permanentemente, o FPSO Capixaba foi convertido a partir de uma embarcação já existente, através

da adição de novos equipamentos de processamento e fundeio, utilizando a maioria de seus equipamentos originais marítimos para apoiar a operação do FPSO.

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

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

Tabela IV.2-1 - Áreas de Controle Funcional

Turret	<ul style="list-style-type: none">• Controle submarino (em conjunto com os equipamentos de superfície)• Monitoração e controle dos <i>risers</i>, incluindo HIPPS• Recebedores de <i>pig</i>
Marítima	<ul style="list-style-type: none">• Monitoração do carregamento e do conteúdo dos tanques de carga• Controle de carregamento e de esforços e estabilidade• Transferência de óleo (<i>Offloading</i>)• Parada da bomba de carga• Controle da caldeira
Processo	<ul style="list-style-type: none">• Controle Geral e Monitoramento do Sistema Submarino• Controle e Proteção dos Turbo Geradores• Controle da Planta de Processo• Sistema de Medição de Transferência de Custódia• Controle do Compressor de Gás <i>Lift</i>• Controle de Injeção de Água• Controle de Tratamento de Água• Controle da Unidade de Desidratação de Gás• Controle do Queimador• Controle do Sistema de Utilidades

Os controles e proteções da unidade são concebidos através de uma combinação de vários sistemas, como o sistema principal de controle do processo, o sistema principal de parada de emergência, o sistema principal de detecção de incêndio e gás, o sistema de proteção de pressão de alta integridade (HIPPS), associados a filosofia de controle dos fabricantes dos equipamentos. Tem-se ainda como parte do controle o Alarme geral e o Sistema de

Comunicação Pública (*General Alarm/Public Address - GA/PA*) para alertar o pessoal sobre a existência de um perigo em potencial e para transmitir instruções.

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

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

O projeto do FPSO Capixaba foi executado usando-se a norma ISA S84, suplementado onde necessário pela IEC61508. Uma análise de riscos do processo foi realizada e resultou na alocação de diferentes Níveis de Integridade de Segurança (*Safety Integrity Levels - SILs*) para as funções de proteção. Com base em estudos anteriores, os diversos sistemas foram especificados previamente com um nível mínimo de requisitos de SIL conforme o seguinte:

- PSD →SIL 0;
- ESD →SIL 1;
- FGS →SIL 2;
- HIPPS →SIL 3;
- Funções de Proteção dos Sistemas dos Pacotes →SIL 2.

Os sistemas existentes na embarcação FPSO Capixaba atendem a estes requisitos de SILs, em termos de:

- Probabilidade de Falha Perigosa na Demanda (PFD);
- Nível de Tolerância de Falhas;
- Gerenciamento de Projeto e Configuração;
- Nível de Teste e Validação;

- Localização dos Equipamentos.

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

Para minimizar as conexões através do *swivel* do *turret*, há um painel ICSS na Sala de Equipamentos do Turret, na seção fixa, conectado na rede principal de comunicações de dados ICSS através de interfaces de comunicações.

A visualização e o acompanhamento de todos os dados de operação são feitos preferencialmente através dos consoles do PCS na CCR. Isto é possível devido às interfaces de dados entre o PCS e outros elementos do sistema de controle.

Existem quatro níveis de parada no FPSO Capixaba, que variam desde a parada da unidade de processo ou de uma unidade de pacote não crítico até a paralisação total do FPSO e dos poços.

Tabela IV.2-2 - Níveis de parada no FPSO Capixaba

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

Os pré-alarmes indicam através do PCS quando uma falha operacional ou falha do equipamento provoca um desvio de uma unidade de processo além dos limites operacionais aceitáveis. Se o PCS ou o operador não puder corrigir a

situação, então a parada é iniciada automaticamente pelos sistemas de proteção, ou manualmente por ação do operador.

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

- Nível exigido de desempenho confiável, resultante da análise de risco e avaliação do Nível de Integridade de Segurança (*Safety Integrity Level - SIL*).
- Racionalização e simplificação da configuração lógica.
- Minimização das transferências de sinais entre sistemas.
- Manutenção dos sistemas padronizados e comprovados dos fornecedores.

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

Nível 1 – Parada de Equipamento (USD)

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

Nível 2 – Parada de Processo (PSD)

Se a parada da unidade provocar a interrupção da produção, irá provocar a PSD Nível 2. Como nenhum gás é produzido durante a parada total do processo,

é iniciada a troca do combustível de gás para diesel na geração de energia e nas caldeiras.

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

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

Para reduzir a probabilidade de paradas falsas do processo, os transmissores do sistema de ar de instrumentos são planejados para operar baseados em informações oriundas de 2 entre 3 sensores, caracterizando sistema de votação em uma base de 2 entre 3 votos.

A ativação da Parada de Processo tem como conseqüências:

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

Nível 3 – Parada de Emergência do FPSO (ESD)

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

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

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

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

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

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

- Todas as válvulas das árvores de natal são fechadas;

- Todas as válvulas de parada de emergência (SDV) do *turret* e da planta de processo assumem sua condição de segurança;
- Os trens de separação e trens de compressão de gás são isolados e despressurizados.

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

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

No início da Parada de Emergência por incêndio confirmado ou detecção de gás na vizinhança da sala de equipamentos do *Turret* (TER) ou da Sala Local de Equipamentos (LER), as seguintes ações adicionais ocorrem:

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

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

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

Os seguintes equipamentos continuam em operação:

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

Nível 4 – Parada Pós Emergência (PESD)

A Parada Pós Emergência Nível 4 (*Post Emergency Shut Down - PESD*) é acionada em caso de emergência extrema, quando a vida das pessoas está ameaçada. Uma PESD Nível 4 é iniciada no caso de explosão severa, incêndio incontrolável ou risco iminente de naufrágio e é implementada quando necessária para eliminar todas as possíveis fontes de ignição antes do abandono do FPSO.

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

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

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

Dentro do tempo de retardo, o sinal de isolamento automático pode ser abortado a partir da Sala de Controle Central. As bombas de incêndio acionadas por motor diesel-hidráulico, os sistemas de auxílio à navegação e iluminação de

escape continuam em operação. As válvulas de segurança dos poços, localizadas em suas árvores de natal no fundo do mar, são fechadas e o alarme PESD é acionado.

A ativação da Parada PESD tem como conseqüências:

- Parada de toda a geração de energia e equipamentos do FPSO.
- Inibição da partida do gerador de emergência ou interrupção do seu funcionamento.
- Isolamento de todas as chaves e sistemas de baterias UPS.
- Fechamento de todas as válvulas das árvores de natal dos poços.
- Isolamento das baterias dos sistemas de telecomunicações após um retardo de tempo de 30 minutos.
- Isolamento da fonte ininterrupta de energia elétrica (UPS) do Sistema de Controle e Segurança com retardo de tempo para permitir que a monitoração da detecção de incêndio e gás continue após a perda da energia principal.
- Isolamento da fonte ininterrupta de energia elétrica (UPS) para a sala de equipamentos do *turret* (TER) com retardo de tempo para permitir o fechamento das válvulas submarinas dos poços na seqüência correta.
- Despressurização das válvulas direcionais dos sistemas hidráulicos de alta e baixa pressão para comando das válvulas submarinas.

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

- Baterias da fonte ininterrupta de energia elétrica (UPS) da sala de equipamentos do *turret*, durante toda a parada com retardo de tempo.
- Baterias da UPS do Sistema de Controle e Segurança durante toda a parada com retardo de tempo.
- Sistemas de Telecomunicações e comunicação geral (PA) durante toda a parada com retardo de tempo.
- Iluminação de Emergência e Sistema de Navegação, através de suas fontes autônomas por baterias.

- Bombas de incêndio acionadas por motores a diesel.
- Baterias da UPS do sistema de Iluminação do Heliponto.

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

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

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

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

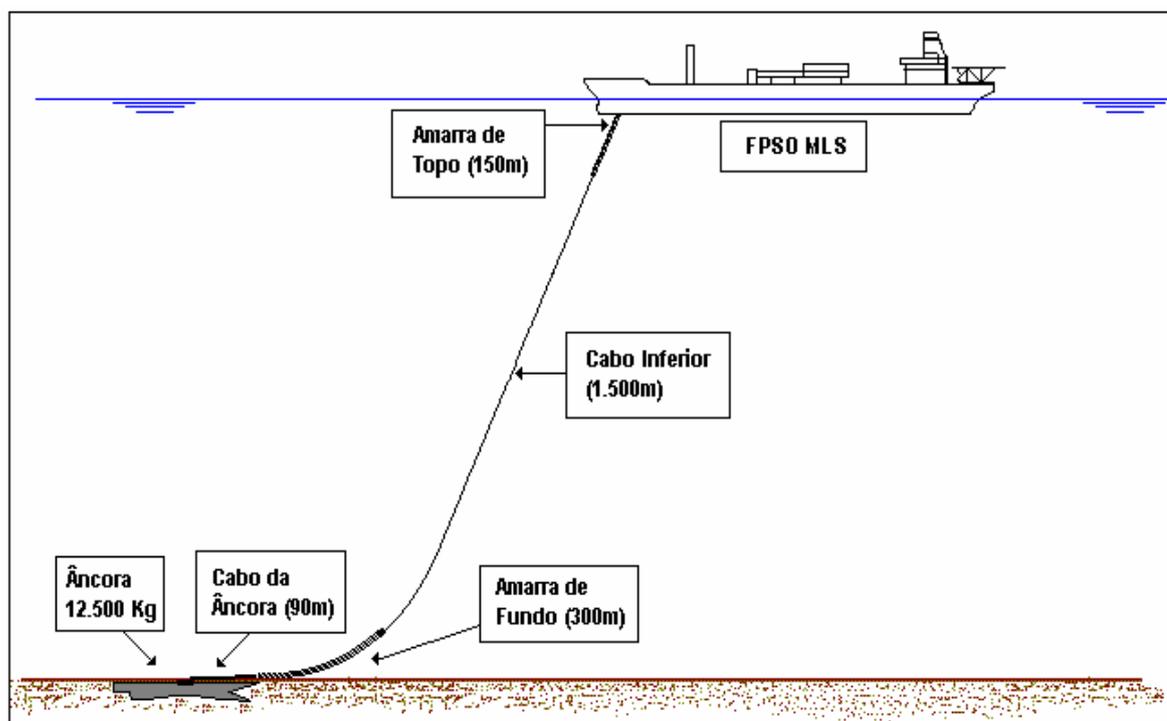
Sistema de ancoragem e sistema de conexão com as linhas de escoamento

O FPSO Capixaba foi equipado com um sistema de ancoragem que utiliza 3 conjuntos de linhas, de composição mista (cabo de aço, amarra e cabo de poliéster), conectadas a 9 âncoras de carga vertical cravadas no solo marinho, que se conectam no FPSO através de mordentes instalados no *turret*.

A Tabela IV.2.-3 apresenta as características gerais do sistema de ancoragem da unidade, enquanto a Figura IV.2.-1 representa esquematicamente o mesmo sistema.

Tabela IV.2-3: Características do sistema de ancoragem do FPSO Capixaba

COMPONENTE	CARACTERÍSTICA	COMPRIMENTO (m)	DIÂMETRO (mm)	CARGA DE RUPTURA (KN)
Âncora de carga vertical (VLA)	12.500Kg	-----	-----	-----
Cabo da âncora	cabo de aço tipo <i>spiral strand</i> com jaqueta de polietileno	90	95	8657
Amarra de fundo	Sem malhete R3S	300	105	9736
Cabo inferior	Poliéster	1500	200	11057
Amarra topo	Sem malhete R3S	150	114,3	11340

**Figura IV.2-1:** Desenho esquemático demonstrando uma linha de ancoragem da unidade

É no *turret* que as linhas de escoamento são puxadas por guinchos e conectadas na embarcação, de forma a não sofrerem interferência pelo giro do FPSO Capixaba ao se alinhar com a resultante das forças ambientais. A conexão à tubulação rígida do FPSO se dá por meio de flanges.

Sistemas de manutenção

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

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

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

Manutenção preventiva periódica ou sistemática: São as intervenções de manutenção preventiva que se dão em intervalos de tempo pré-determinados e constantes, sendo baseadas em experiência empírica, catálogos ou manuais, ou ainda no histórico de vida do equipamento ou sistema.

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

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

Operações de Limpeza de Tanques:

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

Operações de limpeza das linhas de produção:

Durante o processo de escoamento do óleo através das linhas de produção dos poços, as baixas temperaturas propiciam a formação de depósitos de parafina nas suas paredes internas. Para remoção destes depósitos são usados pigs de limpeza, que são lançados a partir do FPSO através da linha de injeção de gás lift de cada poço, sendo impulsionado pelo gás lift até a árvore de natal. O retorno do pig através da linha de produção promove a remoção dos depósitos de parafina trazendo-os até o receptor de pig do FPSO. A parafina recolhida é tratada como borra oleosa ou incorporada ao óleo bruto estabilizado nos tanques de armazenagem.

Pintura e Proteção Anticorrosiva:

No FPSO Capixaba todas as estruturas metálicas acima da linha d'água são regularmente pintadas com tintas anticorrosivas. Todas as embalagens e resíduos provenientes de tinta e utilização de solvente serão embaladas e desembarcados na costa para descarte conforme o Plano Diretor de Resíduos da UN-ES. As partes submersas do casco são pintadas com tintas anticorrosivas antes da instalação e possuem anodos de sacrifício. Após a instalação a estrutura metálica e os anodos de sacrifício são ininterruptamente monitorados. Não é prevista a remoção das incrustações anexadas ao casco, nem se cogita o uso de biocidas ou protetores anti-incrustação.

Limpeza de Filtros:

A limpeza dos filtros dos equipamentos e demais itens é realizada sobre bandejas de respingo e o resíduo oleoso é estornado para o tanque de refugos para tratamento de despejos. O material utilizado é embalado e enviado à costa para ser tratado conforme o Manual de Gerenciamento Resíduos (MGR).

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

Sistemas de medição e monitoramento e sistemas de proteção ambiental

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

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

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

- Monitoramento e controle de emergências;
- Monitoramento e controle do sistema de separação e aquecimento dos fluidos produzidos (óleo, gás e água);
- Controle dos compressores de gás;
- Controle da unidade de desidratação de gás;
- Controle do tratamento da água produzida;
- Controle da unidade de injeção de água;
- Controle do sistema de queimador de gás;
- Controle dos sistemas de utilidades (ar comprimido para instrumentação, fluido hidráulico para controle dos equipamentos submarinos, sistemas de água de aquecimento e água de resfriamento);
- Monitoramento e parada dos turbogeradores;
- Monitoramento e controle dos sistemas da embarcação e do turret, através do sistema de controle de processo;
- Monitoramento e controle dos tanques de carga (óleo produzido);
- Monitoramento e controle do sistema de lastro;
- Controle e parada do sistema *offloading*;
- Segurança e controle das caldeiras;
- Monitoramento e controle do equipamento submarino;
- Monitoramento e controle das válvulas de segurança, das linhas de produção e gás *lift* dos poços e da linha de exportação de gás.

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

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

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

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

Os efluentes do processo e a água proveniente do tanque de drenagem oleosa do navio são monitorados antes de serem descartados, garantindo assim, uma concentração máxima de 20 ppm de óleos e graxas. As correntes de água produzida são direcionadas para um trocador de calor (água produzida/água de resfriamento E-T2401A/B), de forma a atingir a temperatura máxima de descarte de 40°C. Tanto o teor de óleo e graxas presentes na água, quanto a temperatura, são monitorados continuamente na sala de controle do FPSO por instrumentos instalados em linha. Antes que atinjam os valores máximos acima citados, estes instrumentos disparam alarmes na sala de controle para que as ações de correção sejam tomadas a tempo. No caso de se atingir um dos valores limite pré-estabelecidos, será efetuado o fechamento da válvula na linha de descarte interrompendo o lançamento e redirecionando o fluxo para um novo tratamento. Estes parâmetros serão registrados e informados diariamente à base de operações e comporão parte da base de dados do FPSO Capixaba.

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

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

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

Sistema de geração de energia e sistema de emergência

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

- Sistema principal, composto de 5 turbogeradores, sendo 3 acionados com turbina a gás e 2 com turbina a vapor;
- Sistema essencial, constituído de um diesel gerador e um gerador a vapor de 1.800 kW de potência cada;
- Sistema de emergência, com um diesel gerador de 450 kW de potência para suprir a demanda dos equipamentos da planta de processo.

Em situações de emergência ou de anormalidades operacionais no sistema, em que a geração principal saia de operação, entra automaticamente em

operação o gerador de emergência que é instalado em área segura em compartimento especial com sistema de ventilação dedicada. Os equipamentos essenciais, conforme relação a seguir, são supridos pelo gerador de emergência nas situações em que os geradores principais estiverem fora de operação:

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

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

Sistema de coleta, tratamento e descarte de fluidos

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

O *turret* é drenado por um sistema aberto. O dreno aberto tem por objetivo coletar respingos de óleo e água de chuva das bandejas instaladas abaixo dos recebedores de pig, filtros e equipamentos localizados no turret.

O líquido coletado é direcionado para uma bandeja circular que fica ao redor do turret e desta, após passar por um sifão, é despejado no coletor de dreno aberto da estrutura de convés.

O sistema de drenagem do convés tem por objetivo atender a todos os equipamentos localizados na estrutura do convés, os quais estão montados sobre estruturas de suporte com bandejas (skids), que por sua vez estão montadas sobre estruturas maiores (módulos), também com bandejas.

As bandejas dos equipamentos são dotadas de um ou mais ralos, dependendo da dimensão, que coletam respingos de óleo e água da chuva, direcionando-os para o coletor de drenagem ao longo do convés.

Deste coletor, o líquido é conduzido para os tanques de coleta de dreno e água produzida (slops), que fazem parte do sistema de tratamento de água produzida..

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

Eventuais vazamentos de óleo e a água de lavagem do convés principal são contidos pelo dique existente em toda sua extensão e direcionados também para o tanque de drenagem em decorrência do caimento da embarcação. A drenagem do laboratório é enviada para um pequeno tanque e depois bombeada para o sistema de tratamento de água produzida.

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

V - DESCRIÇÃO DOS PROCEDIMENTOS DE INSTALAÇÃO

As embarcações adiante mencionadas têm sua utilização prevista no empreendimento. Caso não estejam disponíveis à época da realização da implantação, o IBAMA será informado da(s) substituição(ões) e de quais serão as embarcações realmente envolvidas.

Maiores detalhes serão descritos nos documentos específicos (AGR/PEI) dos empreendimentos que servirão de subsídio para emissão da Licença de Instalação- LI e Licença de Operação -LO específica de cada Unidade Marítima envolvida. Tais documentos farão parte dos Estudos Complementares referentes à cada empreendimento.

V.1 - Linhas Flexíveis de Coleta de Produção e Injeção de Água e Gás

As linhas flexíveis a serem lançadas, bem como seus acessórios, serão carregadas na Base de Vitória e colocadas na Embarcação de Lançamentos de linha (LSV) - *Sunrise* 2000 ou *Seaway* Condor. Após a chegada a área de lançamento realiza-se a Inspeção da rota prevista para o lançamento das linhas flexíveis.

Em seguida faz-se a Conexão Vertical Direta (CVD) da primeira extremidade da linha de produção na Base Adaptadora de Poço (BAP) e procede-se o lançamento da linha de produção até a Unidade de Produção Marítima. A seguir realiza-se o *pull in*, que corresponde à entrega da segunda extremidade da linha de produção no *turret* do FPSO Capixaba.

Após esta primeira etapa, a embarcação retorna ao poço e realiza a Conexão Vertical Direta (CVD) da primeira extremidade da linha de anular (serviço) na Base Adaptadora de Poço (BAP), seguindo com lançamento da linha de anular até o FPSO Capixaba, quando realiza *pull in*, entregando a segunda extremidade da linha de anular no *turret* do FPSO.

Após esta segunda etapa, a embarcação navega de retorno ao poço para realizar a Conexão Vertical Direta (CVD) da primeira extremidade da linha de controle (umbilical) na Base Adaptadora de Poço (BAP), quando realiza o lançamento da linha de controle, que segue até o FPSO Capixaba para *pull in* (entrega da 2ª extremidade) da linha de controle no *turret* do FPSO.

Após o lançamento de todas as linhas de produção, de anular e umbilical, faz-se a conexão dos *risers* aos torpedos de ancoragem, e finalmente ocorrerá a inspeção e registro da rota das linhas lançadas.

Para os poços de injeção, as etapas são idênticas às daquelas dos poços de produção, atentando apenas para o fato de que estes poços de injeção não possuem a linha de anular, ocorrendo ainda a substituição da linha de produção pela linha de injeção de água.

Ao final, todas as linhas serão ancoradas a partir do raio de zona de tensão informadas nos arranjos submarinos. Na opção do uso de *risers* rígidos, serão calculadas as cargas de ancoragem dos SCR pelo fornecedor do duto, estando prevista, em princípio a ancoragem de cada duto com o uso de colares e uma estaca torpedo de 140t por duto. Caso necessário, poderá ser usada estaca torpedo de até 210t.

V.2 - Trecho Marítimo do Gasoduto Sul Capixaba

A instalação do gasoduto Sul Capixaba está dividida em dois cenários, conforme se apresenta a seguir:

- Cenário de águas rasas, correspondendo ao trecho desde a saída do furo direcional até profundidade de água de 40 metros, totalizando 36 km;
- Cenário de águas profundas, correspondendo ao trecho a partir da profundidade de água de 40 metros até aproximadamente 1.183 metros, totalizando 42 km aproximadamente.

V.2.1 - Lançamento do Trecho de Águas Rasas

O lançamento do trecho raso do gasoduto será executado pelo método *s-lay* de modo convencional, utilizando a embarcação denominada Balsa Guindaste de Lançamento (BGL-1), que irá se deslocar em conjunto com seus rebocadores de apoio e embarcação de movimentação de âncoras (denominada AHTS).

A seguir apresentam-se as etapas de instalação do trecho de águas rasas do Gasoduto Sul Capixaba.

- **Recuperação e *Tie-in* Intermediário**

Após a instalação do duto na região de *shore approach* (furo direcional), a embarcação responsável pelo lançamento do gasoduto recuperará a extremidade do gasoduto nas proximidades da saída do furo direcional através do *cap* soldado na linha, realizará o *tie-in* intermediário (emenda) após o corte do trecho do tubo com o *cap* de abandono e prosseguirá o lançamento.

- **Lançamento Convencional do 1º Segmento do Gasoduto**

Nas proximidades da saída do furo direcional, após da execução do *tie-in* intermediário, a embarcação responsável realizará o lançamento do primeiro trecho do gasoduto. A embarcação começará a se deslocar acompanhando à diretriz do duto até uma lâmina d'água - LDA de 40m.

O lançamento do segmento da praia até a profundidade de água de 40 metros ocorre com o contínuo deslocamento da BGL-1, através da movimentação de suas âncoras com auxílio de rebocadores do tipo AHTS.

As figuras adiante apresentam a BGL-1 em operação, o estaleiro de tubos na interior da BGL-1 e a embarcação do tipo "*pipe carrier*" que transporta os dutos do continente até a BGL-1.



Figura V.2.1-1 - Balsa Guindaste para lançamento do gasoduto em águas rasas



Figura V.2.1-2- Estaleiro de dutos no interior da BGL-1



Figura V.2.1-3 - Embarcação Pipe Carrier que transporta dutos para a BGL-1

A Figura V.2.1-4 mostra uma embarcação do tipo AHTS para movimentação das âncoras da Balsa Guindaste de Lançamento (BGL-1).



Figura V.2.1-4 - Embarcação tipo AHTS para movimentação das âncoras da BGL-1

Neste trecho serão lançados aproximadamente 36 km de duto. A Figura V.2.1-5 abaixo apresenta o esquema básico para lançamento convencional com a BGL-1.

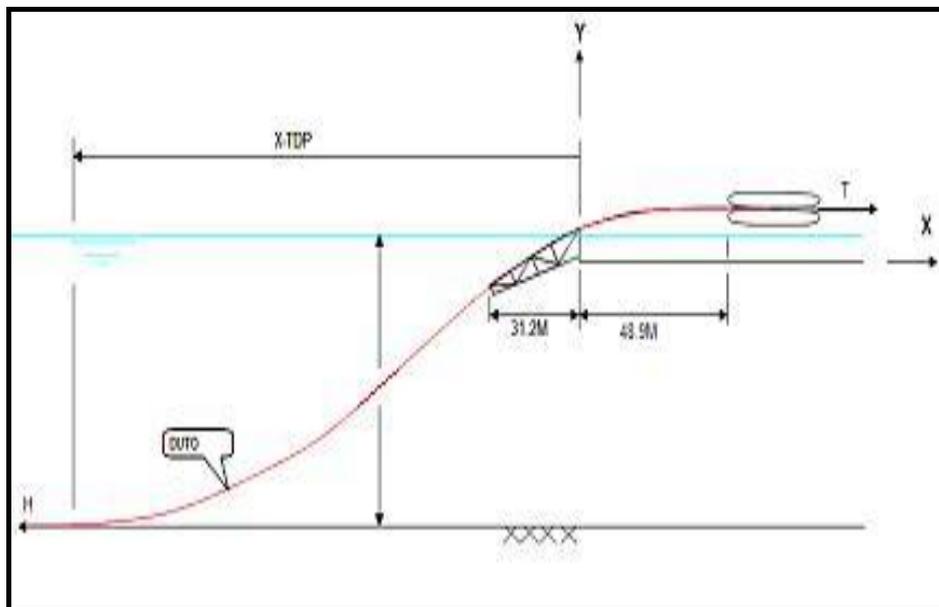


Figura V.2.1-5 - Esquema para lançamento do duto com a BGL-1

- **Abandono do Trecho Raso do Gasoduto**

Esta etapa irá se processar após o término do lançamento convencional em águas rasas, correspondente ao abandono da extremidade do gasoduto com *cap* soldado para execução futura do *tie-in* de superfície. Este processo ocorre após a montagem da cabeça de abandono na extremidade do duto e sua conexão ao cabo de abandono.

A Figura V.2.1-6 apresenta o esquema utilizado para abandono.

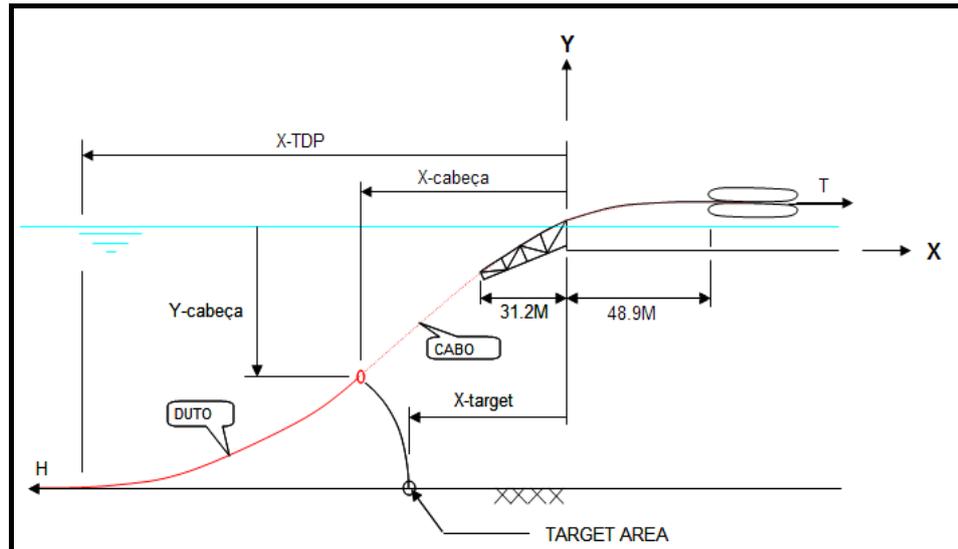


Figura V.2.1-6 - Esquema para abandono do duto em profundidade de 100 m.

V.2.2 - Lançamento do Trecho do Gasoduto Rígido em Águas Profundas

- **Lançamento do Trecho**

O lançamento do trecho do gasoduto em águas profundas será executado pelo método *reel*, utilizando-se a embarcação de lançamento de dutos *Skandi Navica*. A seguir apresentam-se as etapas de instalação do gasoduto do Gasoduto Sul Capixaba, no trecho de águas profundas.

- **Recuperação do Trecho Raso para *Tie-in* de Superfície**

Esta etapa, a ser realizada pela embarcação *Skandi Navica*, consiste na recuperação da extremidade abandonada pela BGL-1 para realização, em superfície, de *tie-in* que consiste na conexão do novo segmento do duto ao trecho de água rasa. Esta conexão se dará através do corte no trecho da extremidade do duto, onde se encontra o *cap* de abandono, soldando-se a conexão para o trecho de águas profundas.

- **Lançamento do Trecho Profundo**

Após a operação de *tie-in* inicia-se o lançamento do trecho profundo através do deslocamento da embarcação *Skandi Navica* até a profundidade aproximada de 1.183 metros, totalizando cerca de 42 km, sempre acompanhando a diretriz do duto. A diretriz a ser utilizada para o lançamento se encontra

apresentada no Anexo II.2-2 do EIA/RIMA, que apresenta o conteúdo do desenho DE-3668.00-6521-941-PPR-001.

A parte final deste trecho será lançada com o PLET (*Pipeline End Termination*) instalado em sua extremidade.

A Figura V.2.2-1 a seguir apresenta a embarcação *Skandi Navica* a ser utilizada para lançamento do duto em seu trecho de águas profundas.



Figura V.2.2-1 - Embarcação *Skandi Navica* para lançamento em águas profundas.

- **Abandono do trecho profundo do gasoduto**

Após a montagem do PLET na extremidade final do duto e conexão do cabo de abandono, será iniciada a operação de abandono.

V.2.3 - Lançamento das linhas flexíveis do Gasoduto Sul Capixaba

A linha flexível (*Jumper*) a ser lançada e os seus acessórios serão carregados na Base de Vitória e transportados pela Embarcação de Lançamentos de Linha (LSV) - *Sunrise 2000* ou *Seaway Condor* ou *Komandor 3000* ou

Lochnagar. Após a chegada à área de lançamento será realizada a inspeção da rota prevista para o lançamento da linha flexível do gasoduto.

Em seguida, seguindo a rotina, faz-se a Conexão Vertical Direta (CVD) da primeira extremidade do gasoduto flexível (385m) no PLEM (*Pipeline End Manifold*) previamente instalado no leito marinho e procede-se o lançamento da linha flexível do gasoduto até o PLET (*Pipeline End Termination*), instalado durante o lançamento do trecho rígido, onde se realiza a Conexão Vertical Direta (CVD) de segunda extremidade.

- **Conexão entre os Trechos Marítimo e Terrestre**

A conexão do trecho marítimo com o trecho terrestre ocorrerá na Praia do Além, nas coordenadas aproximadas de UTM N 7.699.247 / E 336.349 (Datum SAD 69 MC 39°). A conexão entre estes trechos será realizada através de *golden welds* que não serão submetidos aos testes de estanqueidade, mas serão integralmente avaliados por inspeção ultra-sônica, radiográfica e de partículas magnéticas ou com o uso de líquido penetrante.

V.2-4- Descrição dos procedimentos para a realização dos testes de estanqueidade das linhas

Para os Projetos piloto e de desenvolvimento de produção contemplados neste estudo, os procedimentos para realização de testes de estanqueidade nas linhas flexíveis e umbilicais são apresentados, de forma geral, para todos os projetos devido a sua similaridade. Quanto ao duto rígido (gasoduto), a descrição dos procedimentos é apresentada à parte em virtude de suas características.

- **Testes realizados a bordo do PLSV**

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

- **Testes Pneumáticos**

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

- **Testes Hidrostáticos (com água do mar)**

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

- **Teste Final das Linhas**

Os testes finais para assegurar a estanqueidade e integridade das linhas e de suas conexões flangeadas consistirão de testes hidrostáticos com o uso de água do mar, sendo realizados a partir da própria unidade de produção contra as respectivas ANMs. A detecção do local do vazamento, caso ocorra, é feita sem utilização de um corante traçador. O procedimento de detecção é realizado seguindo-se as etapas abaixo:

Etapa 1

Verificação da queda da pressão no Registrador instalado na Plataforma;

Etapa 2

Mantendo-se a linha pressurizada, o ROV percorre o duto buscando sinais de vazamento (borbulhamento e/ou jatos de água), principalmente nas conexões;

Etapa 3

Na hipótese de localização do vazamento, a linha deverá ser recolhida (*pull-out*) pelo PLSV e a conexão ou ponto da linha que apresentou vazamento deverá ser reparado;

Etapa 4

Na hipótese de constatação de queda de pressão e não localização do vazamento, o duto é recolhido (*pull-out*) para inspeção, manutenção e posterior lançamento;

Etapa 5

É realizado um novo teste de estanqueidade.

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

- **Procedimentos dos Testes Hidrostáticos**

O teste hidrostático é realizado em 4 etapas, conforme detalhado a seguir, sendo o controle de pressão verificado na UEP por meio de equipamentos denominados Cartas Registradoras de Pressão, que gera registros de forma contínua. O teste hidrostático somente poderá ser iniciado após a estabilização da pressão.

Etapa 1

Pressurização: a linha será pressurizada de acordo com as seguintes condições: a taxa de pressurização para o teste hidrostático não poderá ultrapassar 18 Mpa/h (2.610 PSI/h) e a pressão de teste hidrostático (PTH) deverá ser igual a 1,50 x PMP (Pressão Máxima de Projeto) para tubos flexíveis novos e 1,10 x PMP para tubos flexíveis usados.

Etapa 2

Estabilização: o tempo de estabilização da pressão para se realizar o teste hidrostático é igual a 1 (uma) hora.

Etapa 3

Manutenção da pressão: o tempo de manutenção da pressão para teste hidrostático é de no mínimo 4 (quatro) horas.

Etapa 4

Despressurização: a taxa de despressurização não poderá ultrapassar 108 Mpa/h (15.664 psi/h).

❖ Testes de Estanqueidade dos Umbilicais

- **Testes realizados a bordo do PLSV**

Os testes de vedação das conexões montadas no navio de lançamento serão feitos imediatamente após a sua montagem e com a conexão ainda a bordo do PLSV. O teste realizado nos umbilicais é o Teste Hidrostático com HW525.

- **Testes Hidrostáticos**

Os umbilicais são lançados com suas mangueiras cheias de HW525, sendo através deste fluido no interior do umbilical que se realiza o teste hidrostático. A verificação da estanqueidade se dará através do monitoramento da pressão injetada (carta registradora). Caso haja vazamento as conexões serão refeitas.

- **Teste Final das Linhas**

Os testes finais para assegurar a estanqueidade e integridade de todo o umbilical consistirão de testes hidrostáticos utilizando como fluido o HW525, sendo realizados a partir da própria unidade de produção contra as respectivas ANMs. O procedimento de detecção de vazamento, caso ocorra, é realizado seguindo-se as etapas abaixo:

Etapa 1

Verificação da queda da pressão no registrador instalado na unidade;

Etapa 2

Mantendo-se a linha pressurizada, o ROV percorre o umbilical buscando sinais de vazamento (HW-525 contém corante) principalmente nas conexões;

Etapa 3

Na hipótese de localização do vazamento, a linha deverá ser recolhida (*pull-out*) pelo PLSV e a conexão ou ponto da linha que apresentou vazamento deverá ser reparado;

Etapa 4

Na hipótese de constatação de queda de pressão e não localização do vazamento, o duto é recolhido (*pull-out*) para inspeção, manutenção e posterior lançamento;

Etapa 5

É realizado um novo teste de estanqueidade.

❖ Procedimentos do Teste Hidrostático

O teste hidrostático é realizado em 4 etapas, conforme detalhado a seguir, sendo o controle de pressão verificado na plataforma, por meio de equipamentos denominados Cartas Registradoras de Pressão, que registra os valores de pressão continuamente. O teste hidrostático somente poderá ser iniciado após a estabilização da pressão.

Etapa 1

Pressurização: a linha será pressurizada de acordo com as seguintes condições: a taxa de pressurização para o teste hidrostático não poderá ultrapassar 18 Mpa/h (2.610 PSI/h) e a pressão de teste hidrostático (PTH) deverá ser igual a 1,50 x PMP (Pressão Máxima de Projeto) para umbilicais novos e de 1,10 x PMP para umbilicais usados.

Etapa 2

Estabilização: o tempo de estabilização da pressão para teste hidrostático é igual a 1 (uma) hora.

Etapa 3

Manutenção da pressão: o tempo de manutenção da pressão para teste hidrostático é de no mínimo 4 (quatro) horas.

Etapa 4

Despressurização: a taxa de despressurização não poderá ultrapassar 108 Mpa/h (15.664 psi/h).

❖ Testes de Estanqueidade do Duto Rígido

Para o gasoduto, a etapa final consiste na limpeza com passagem de *pigs* e na execução do teste de estanqueidade de todo o sistema, incluindo as interligações (*tie-ins*) e a linha submarina, utilizando-se a fluoresceína para localização de vazamentos. Este teste irá assegurar a completa estanqueidade e integridade da tubulação e de suas conexões flangeadas nos limites de pressão de operação previstos no projeto.

O produto a ser utilizado no teste de estanqueidade corresponde à água do mar filtrada e aditivada com o produto Fluorene R2 Etilico Traçador Químico, que consiste em um produto à base de agente corante do tipo fluoresceína sódica de natureza orgânica e de caráter aniônico, biodegradável, atóxico e fluorescente, adequado para emprego em condições marítimas, plenamente solúvel em meios aquosos, notadamente em água do mar, eficiente em concentrações reduzidas e com pH ligeiramente alcalino (7 a 9), sendo ainda monitorável através de instrumentos óticos e/ou com auxílio de métodos analíticos convencionais. A diluição requerida do concentrado para o teste é de 40ppm.

O desalagamento do gasoduto será realizado a partir de terra com o descarte do líquido no PLET em apenas uma operação de desalagamento. Considerando todo o gasoduto, o volume total do fluido será de aproximadamente 5.044 m³ de líquido.

A vazão máxima de descarte com passagem de *pig* será de 0,1422 m³/s (correspondente a 1m/s de velocidade do *pig*). O desalagamento do duto será executado descartando-se o fluido do teste de estanqueidade a partir do convés de uma embarcação LSV, que ficará posicionada sobre o PLET.

Um tubo flexível de 2 polegadas será conectado no PLET e conduzirá o fluido até a embarcação. Será utilizado um mangote para realizar o descarte a uma profundidade em torno de 10 metros, objetivando uma dispersão mais efetiva do fluido.

Com relação ao produto fluoresceína (Fluorene R2), a PETROBRAS, através do CENPES, avaliou a toxicidade e biodegradabilidade do mesmo, cujos resultados encontram-se no subitem II.2.4.H do EIA/RIMA e os resultados dos laudos técnicos do laboratório no subitem II.2.4.J do mesmo documento.

Quanto a sua forma de descarte, o volume contido nos dutos de exportação serão descartados diretamente no mar a partir do desalagamento dos dutos, após a realização dos testes de estanqueidade.

Apresenta-se no Anexo II.2-3 do EIA/RIMA as principais informações técnicas dos produtos químicos e fichas de segurança do Fluorene R2.

V.3 – Gasoduto de Exportação do Gás produzido no FPSO

Os procedimentos de instalação e testes para o gasoduto de exportação do gás do FPSO até o PLET/PLEM são semelhantes aos anteriormente apresentados para o Gasoduto Sul Capixaba.

V.4 – Unidade Marítima de Produção FPSO Capixaba

A unidade de produção FPSO se deslocará para a locação navegando com propulsão própria, não necessitando ser rebocada por qualquer outra embarcação.

Esta unidade de produção caracteriza-se por ser uma embarcação dotada de um Sistema de ancoragem tipo *Turret* (em ponto único). A ancoragem será realizada em PDA de aproximadamente 1.340 m, onde as linhas convergem para a UEP.

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

Serão utilizadas âncoras do tipo VLA (*Vertical Load Anchor*) prevendo-se um raio de ancoragem entre 1.700m e 1.800m para ambas as alternativas. Este sistema de ancoragem consiste em um conjunto capaz de manter o navio posicionado de forma fixa em um determinado local.

VI - IDENTIFICAÇÃO DOS EVENTOS PERIGOSOS

VI.1 - Análise Histórica de Acidentes com Dutos Submarinos

VI.1.1 - Causas Iniciadoras

De acordo com o artigo *Risk Assessment of Offshore Pipelines and Risers* publicado pelo *US Department of Transportation-USDOT*, as principais causas iniciadoras de acidentes em dutos submarinos são:

Causas Naturais

Os riscos resultantes são essencialmente devidos à:

- Agressividade do meio ambiente provocando a corrosão externa do material do duto;
- Efeitos hidrodinâmicos das ondas e correntes marítimas que afetam a estabilidade do duto em termos de sua sustentação.

Devem-se levar em consideração as tempestades, ciclones, terremotos e deslizamentos do leito do mar que apesar de não serem freqüentes, são geralmente violentos e causam sérios danos as linhas submarinas.

Outros fenômenos naturais podem ser classificados como permanentes ou contínuos. Estes estão relacionados a transporte de sedimentos, erosão e correntezas. Estes provocam um grande número de efeitos, por exemplo:

- Perda da cobertura de proteção dos dutos;
- Aparecimento de zonas livres, isto é, trechos de dutos que ficam sem sustentação como resultado da ação das correntes marítimas. Isto provoca esforços mecânicos (tensões - *stress*) inadmissíveis no duto, podendo levar à sua ruptura e provocar o fenômeno da formação de vórtices causados por correntes marítimas transversais;

- Mudança na tipologia no leito do mar devido à erosão, correntes marítimas e o movimento dos sedimentos no leito do mar. O mais crítico destes fenômenos é o aparecimento de zonas livres.

Causas Técnicas

Foram identificadas as seguintes falhas técnicas que deram origem a seqüências acidentais.

◆ *Falha Mecânica de Projeto e Construção*

Os vazamentos atribuídos a esta causa são relativamente raros. Algumas falhas de corrosão podem ser identificadas mais apropriadamente definidas como procedimento de construção de má qualidade onde a superfície dos dutos foi inadequadamente preparada ou técnicas de revestimento aplicadas inadequadamente.

As falhas da estrutura ocorrem quando suportes inadequados foram colocados em uma seção que necessitava de controle de esforço. O projeto e a construção de baixa qualidade das sustentações dos dutos e contenções para os dutos sujeitos a uma grande faixa de variações de temperatura de operação levou a perfuração da parede do duto devido à abrasão ou deformação da linha.

O excesso de tensão em flanges ou o emprego de material impróprio em gaxetas resultaram em vazamentos. Grandes impactos durante a construção também resultam em corrosão por stress e falha eventual.

Pode-se notar que a maioria das falhas, se não são detectadas durante a construção, o serão nos testes hidráulicos e nas inspeções durante a operação.

◆ *Ruptura da Solda*

Falhas nas soldas acontecem ocasionalmente em algumas redes de dutos mais antigas, mas o alto padrão de solda e as técnicas internacionais do *Non Destructive Test* -NDT praticamente eliminaram esta fonte de problema.

◆ *Defeito do Material*

Este tipo de causa de vazamento está declinando com a melhoria do controle dos padrões de qualidade e procedimentos de testes. No passado, em alguns acidentes onde houve ruptura da solda foi verificado que a causa não era a solda, mas sim, do material. As falhas do material e sua contaminação podem ocorrer durante o processo mecânico de laminação.

◆ *Perda da Cobertura de Proteção*

As conseqüências de vários tipos de agressão, tais como, quedas de rejeitos oriundos das plataformas, lançamento de âncoras e redes de pesca podem levar à perda ou danos ao revestimento de concreto da linha ou nos provadores de corrosão, que podem causar a fratura da linha.

◆ *Falha na Proteção Catódica*

Este tipo de falha ocorre em linhas onde os níveis de proteção são inadequados. Podem ocorrer interferências das estruturas de condutores adjacentes ou de outros sistemas de proteção catódica. A proteção catódica pode ser menos efetiva em certos projetos de dutos com isolamento.

Causas Operacionais

Foram identificadas as seguintes causas operacionais:

◆ *Danos por Forças Externas (Atividade Terciária)*

Foi observado que a maior parte das causas dos vazamentos provocados por força externa foram provocados por perfurações, dragagens, ancoragens, pesca, descarga de rejeitos etc. Podem existir danos devido à sabotagem, porém ocorre em menor número, mas o fato do duto ser submerso, dificulta este tipo de ação, pois é necessário equipamento especial.

O principal risco é devido à dragagem do duto e impacto causado pelas redes. Os danos causados pelas âncoras são mais freqüentes nas proximidades de plataformas ou terminais.

Os danos causados por âncoras de navio têm sua intensidade dependente do peso da âncora e da velocidade com que esta é lançada e enterrada no fundo do mar.

◆ *Corrosão*

Pode ocorrer externa ou interna. A deterioração de uma instalação industrial pelos estragos da corrosão é um problema há muito tempo conhecido, mas é talvez mais efetivo nos dutos que em outras áreas da engenharia. No caso da corrosão externa, técnicas modernas de preparação e cobertura da linha e complementar proteção catódica reduziram o problema a proporções gerenciáveis.

Numericamente a corrosão tem sido o maior contribuinte para os acidentes de vazamentos, e apesar da proporção ter diminuído nos últimos anos, os problemas de corrosão influenciarão nas estatísticas por algum tempo ainda. Em termos dos volumes, a quantidade vazada resultante de corrosão foi comparativamente menor e o impacto ambiental desprezível.

A corrosão é um problema sério principalmente no caso de dutos termicamente isolados, pois estes sofrem expansão e contração de acordo com a

variação da temperatura interna e assim acaba provocando rachaduras no isolamento.

VI.1.2 - Parloc-2001

O relatório PARLOC-2001: *The Update Of Loss Containment Data For Offshore Pipelines – 2003*, foi publicado pelo *Health and Safety Executive – HSE, Institute of Petroleum – IP e United Kingdom Offshore Operators Association – UKOPA*.

No final do ano de 2000, o número de dutos instalados no Mar do Norte era 1.567 dutos, o comprimento total de duto instalado era de 24.837 km e uma experiência operacional de 315.401 km-ano.

A maior parte dos dutos foi instalada entre os períodos de 1971-1975 e de 1981-1985. Entre 1995-2000, 564 dutos foram instalados. Existe, aproximadamente, o mesmo número de oleodutos e gasodutos, mas os gasodutos são mais longos.

Tabela VI.1.2-1 - Número de Dutos no Mar do Norte – 2000

Tipo de linha Diâmetro (pol)	Produto Transportado			Total
	Óleo	Gás	Outros ^a	
Linhas Flexíveis	181	105	212	498
Dutos de Aço	319	451	299	1.069
0 a 9	161	142	249	552
10 a 16	79	145	42	266
18 a 24	37	84	5	126
26 a 40	25	57	2	84
Desconhecido	17	23	1	41
Total	500	556	511	1.567

^a Transporte de fluidos como água e produtos químicos.

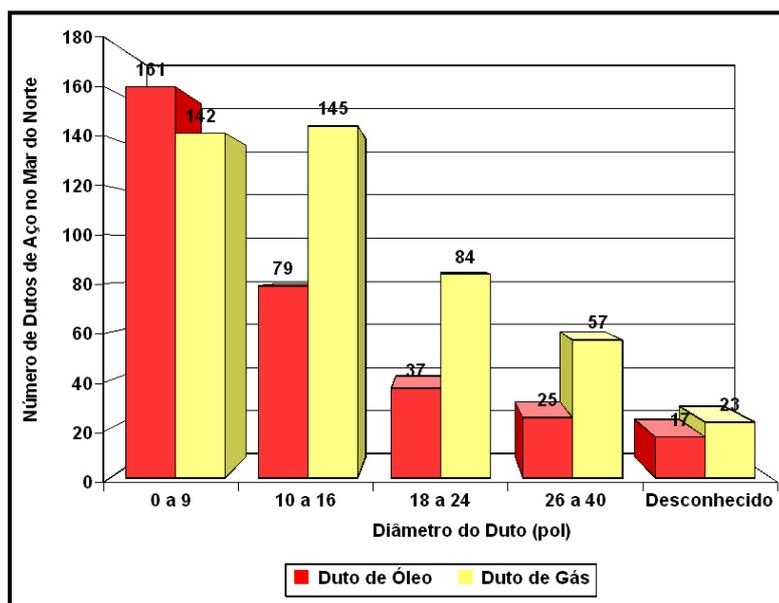


Figura VI.1.2-1 - Distribuição do Número de Dutos de Aço por Diâmetro – Óleo e Gás

Tabela VI.1.2-2 - Comprimento Instalado - Dutos no Mar do Norte – 2000

Tipo de linha Diâmetro (pol)	Comprimento Instalado (km)			Total
	Óleo	Gás	Outros	
Linhas Flexíveis	365	600	1.024	1.989
Dutos de Aço	5.388	13.866	3.594	22.848
0 a 9	925	1.085	3.024	5.034
10 a 16	1.217	2.274	398	3.889
18 a 24	1.419	2.880	53	4.352
26 a 40	1.725	6.598	118	8.441
Desconhecido	102	1.029	0	1.131
Total	5.753	14.466	4.618	24.837

Tabela VI.1.2-3 - Experiência Operacional - Dutos no Mar do Norte – 2000

Tipo de linha Diâmetro (pol)	Experiência Operacional (km-ano)			Total
	Óleo	Gás	Outros	
Linhas Flexíveis	2.576	1.959	3.620	8.155
Dutos de Aço	79.380	188.194	39.672	307.246
0 a 9	10.364	8.907	33.702	52.973
10 a 16	16.566	27.861	3.109	47.536
18 a 24	20.292	37.989	562	58.843
26 a 40	31.862	113.412	2.297	147.571
Desconhecido	296	24	2	322
Total	81.956	190.153	43.292	315.401

O relatório avalia 483 incidentes, deste total, 346 são relativos a dutos em operação. Destes 346 incidentes, 188 resultaram em vazamentos distribuídos da seguinte forma:

- 65 vazamentos em dutos de aço;
- 31 vazamentos em linhas flexíveis;
- 92 vazamentos em conexões.

Os acidentes relativos aos dutos de aço foram distribuídos nas seguintes localizações:

- Plataforma;
- *Riser*;
- Zona de Segurança (≤ 500 m a partir da plataforma);
- *Mid Line* (> 500 m a partir da plataforma);
- Poço: (até 500 m de um poço submarino)
- Zona Próxima ao Litoral;
- Monobóia.

As Causas Iniciadoras dos 65 acidentes envolvendo dutos de aço em operação estão sumarizadas na Tabela VI.1.2-4.

- Dos 65 acidentes, 17 foram causados por forças externas, sejam âncoras ou impacto de outras fontes;
- Dos 65 acidentes, 36 foram causados por corrosão ou falha de material. Dos 26 acidentes por corrosão, 14 foram por corrosão interna. Dez vazamentos foram atribuídos a defeitos na solda ou no aço;
- O único acidente por falha estrutural resultou na queda de um riser;
- 11 acidentes foram originados de causas desconhecidas (outras).

Tabela VI.1.2-4 - Distribuição dos Acidentes em Linhas de Aço por Causa Iniciadora

Causas	Local do Vazamento						
	Plataforma	Riser	Zona de Segurança	Mid Line	Poço	Zona Próxima ao Litoral	Monobóia
Âncora	0	0	6	2	0	0	0
Impacto	0	0	1	8	0	0	0
Corrosão	1	5	5	11	4	0	0
Estrutural	0	1	0	0	0	0	0
Material	0	2	4	2	1	0	1
Naturais	0	0	0	0	0	0	0
Outras	0	4	2	4	1	0	0
Total	1	12	18	27	6	0	1

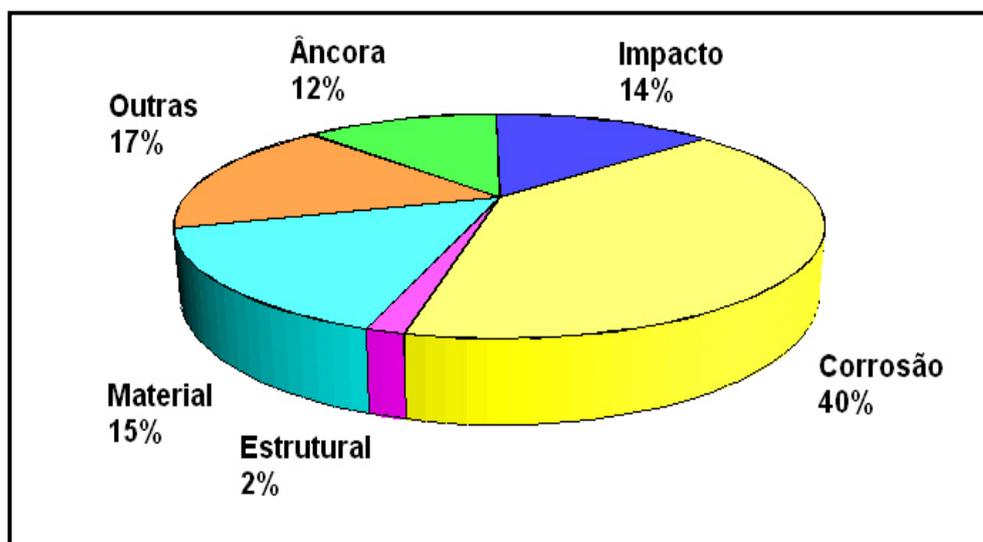


Figura VI.1.2-2 - Distribuição dos Acidentes em Linha de Aço por Causa Iniciadora

A Tabela VI.1.2-5 apresenta a Frequência de Vazamento por Causa Iniciadora e analisando os dados apresentados podemos observar 6 acidentes (aproximadamente 10%) estão relacionados às linhas de poços.

Tabela VI.1.2-5 - Frequência de Vazamento – Dutos de Aço

Causa	Frequência (oc/km- ano)
Âncora	2,6E-05
Impacto	2,9E-05
Corrosão	6,8E-05
Estrutural	3,3E-06
Material	3,3E-06
Outras	3,6E-05

A Tabela VI.1.2-6 indica a faixa dos diâmetros dos dutos afetados por estes acidentes.

Tabela VI.1.2-6 - Distribuição do Número de Acidentes com Vazamento em Dutos de aço pelo Diâmetro do duto

Diâmetro (pol)	No. de Acidentes
2 a 9	40
10 a 16	17
18 a 24	4
26 a 40	4

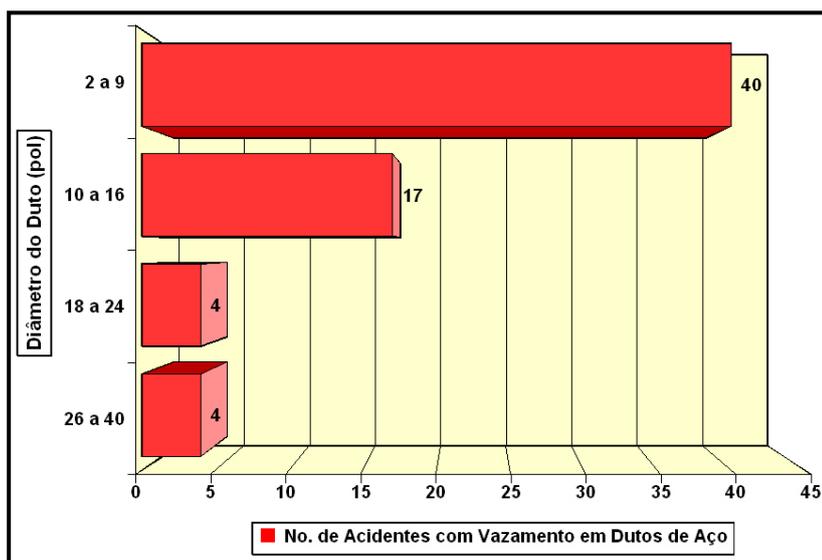


Figura VI.1.2-3 - Distribuição do N° de Acidentes por Diâmetro do Duto

Na tabela a seguir apresentamos a distribuição do dano no duto (expresso em diâmetro equivalente do furo) dos 65 acidentes com linhas de aço em operação.

Tabela VI.1.2-7 - Distribuição das Dimensões dos Danos

Furo entre 0- 20mm ^b	Furo entre 20-80mm	Furo > 80mm
37	16	16

VI.1.3 - Spill Science & Technology Bulletin – Vol 6

No ano de 2000, considerando os dados históricos sobre vazamentos do *United States Minerals Management Service - US MMS*, no período de 1974 a 1999, foi publicado no *Spill Science & Technology Bulletin – vol 6*, artigo denominado “Atualização das Taxas de Vazamentos *Offshore*”, que nos traz as seguintes informações:

^b Ou de tamanho desconhecido

Embora o número de vazamentos com volumes ≥ 1.000 bbl ($\approx 159.m^3$) represente somente 0,05% do total de ocorrências, estes vazamentos representam 79,3% do total de volume vazado^c conforme Figura a seguir:

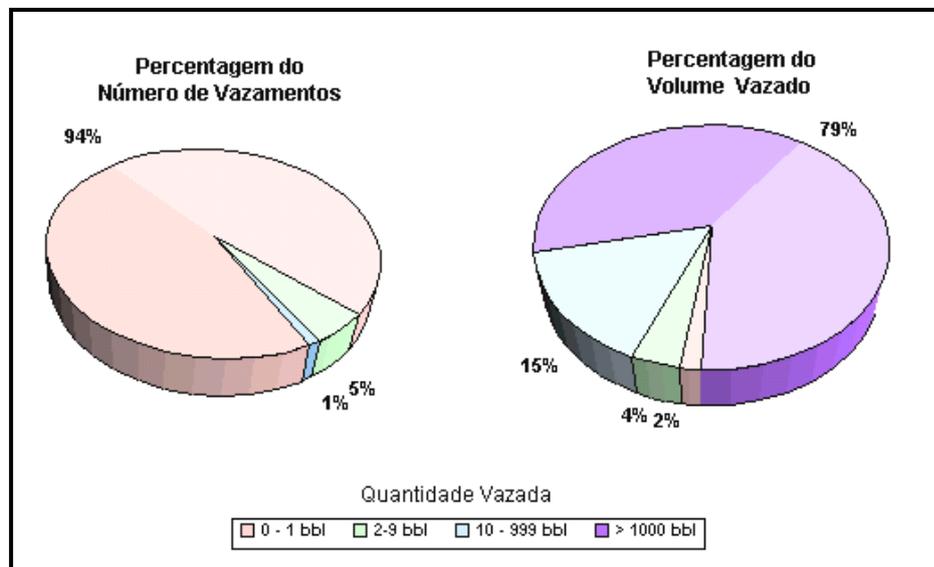


Figura VI.1.3-1 - Comparação entre os Percentuais de Ocorrência e os Percentuais de Volumes Vazados

A Taxa de Vazamentos (n° . de ocorrências / volume transportado), no período de 1985-1999, para dutos *offshore* é de 1,38 (oc/Bbbld), considerando vazamentos de volume igual ou superior a 1.000 barris ($159 m^3$).

Na tabela a seguir podemos ver a comparação deste valor com de outras fontes de vazamentos *offshore*.

^c Fonte: MMS OCS Spill Databases, 2000 (baseado em 34.260 vazamentos totalizando 140.066 bbl)

^d 1 Bbbld = 10^9 bbl

Tabela VI.1.3-1 - Taxa de Vazamento – Volume vazado igual ou superior a 1.000 barris

Fonte do Vazamento	Período					
	1974 - 1999			1985 - 1999		
	Volume (Bbbl)	No de Vazamentos	Taxa de Vazamento	Volume (Bbbl)	No de Vazamentos	Taxa de Vazamento
Plataforma	9,5	3	0,32	-	0	0,13
Duto Offshore	12	16	1,33	5,81	8	1,38
Navios- tanque (no mundo)	239,67	278	1,16	138,31	113	0,82
Navios- tanque (EUA)	44,5	46	1,03	27,57	20	0,72

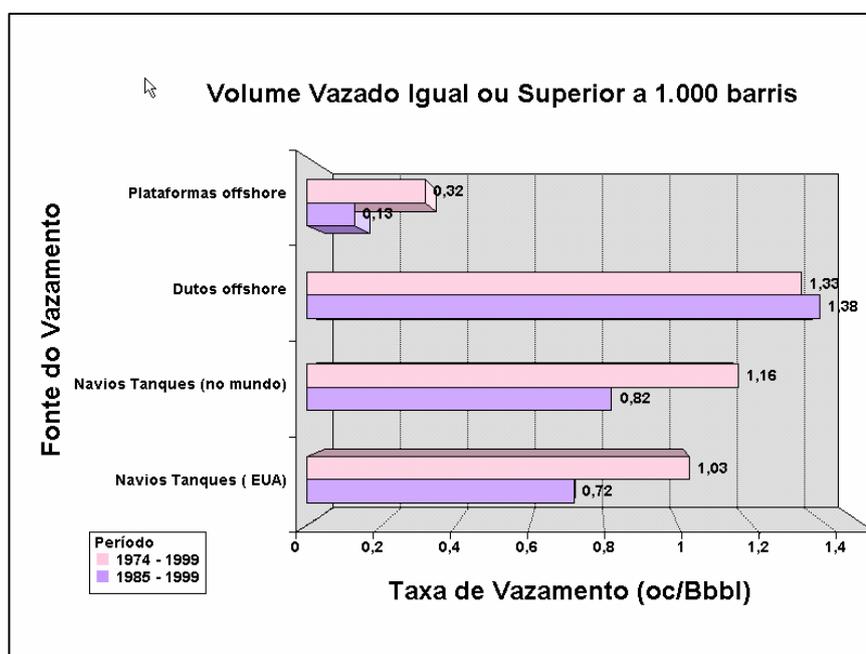


Figura VI.1.3-2 - Taxa de Vazamento para volume vazado igual ou superior a 1.000 barris

A Taxa de Vazamentos, no período de 1985-1999, para dutos *offshore*, é de 0,34 (oc/ Bbbl), considerando vazamentos de volume igual ou superior a 10.000 barris (1.590 m³).

Tabela VI.1.3-2 - Taxa de Vazamento – Volume vazado igual ou superior a 10.000 barris

Fonte do Vazamento	Período					
	1974 - 1999			1985 - 1999		
	Volume (Bbbl)	Nº de Vazamentos	Taxa de Vazamento	Volume (Bbbl)	Nº de Vazamentos	Taxa de Vazamento
Plataforma	-	-	0,12	-	-	0,05
Duto <i>Offshore</i>	12	4	0,33	5,81	2	0,34
Navios- tanque (no mundo)	239,67	143	0,59	138,31	51	0,37
Navios- tanque (EUA)	44,50	19	0,43	27,57	7	0,25

Na figura a seguir podemos ver a comparação deste valor com de outras fontes de vazamentos *offshore*.

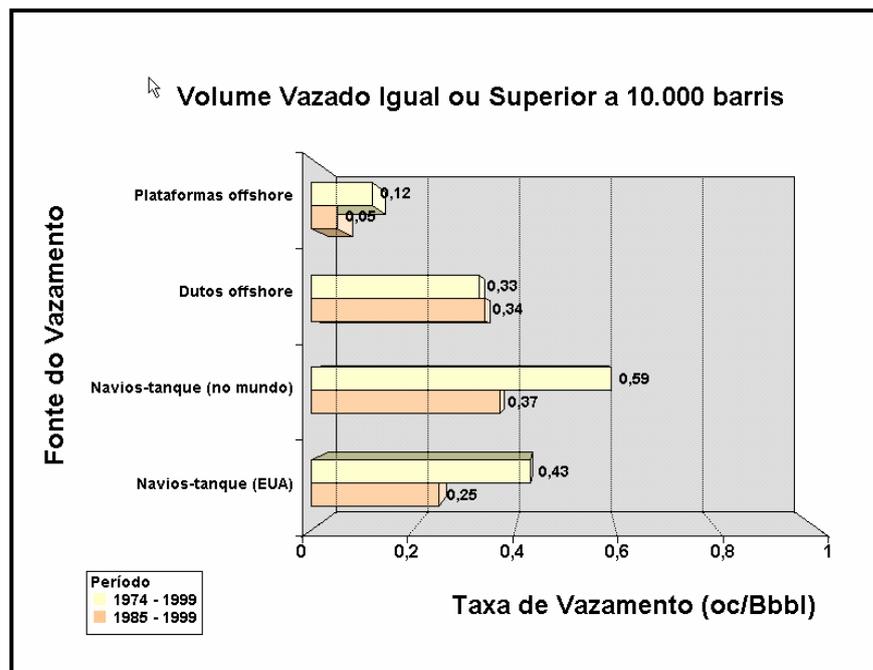


Figura VI.1.3-3 - Taxa de Vazamento para volume vazado igual ou superior a 10.000 barris

VI.2 - Análise Histórica de Acidentes com Unidades de Produção FPSO

VI.2.1 - Causas Iniciadoras e Severidade dos Danos

Este item foi desenvolvido com base na publicação *Worldwide Offshore Accident Databank - WOAD*, edição 1998. Este Banco de Dados contém a análise estatística de acidentes que ocorreram em atividades *offshore* no período de 01 de janeiro de 1970 a 31 de dezembro de 1997.

Os resultados da estatística dos acidentes são apresentados para os seguintes Tipos de Unidades abrangendo os períodos distintos: 1970-1980 e 1980-1997.

- Unidades fixas,
- Unidades móveis e
- Outras.

A FPSO CAPIXABA se encaixa no item “Outras” que por definição do WOAD engloba unidades flutuantes de estocagem e transferência, navios de produção, sistemas de produção submarina, etc.

Os principais dados obtidos no WOAD são apresentados mais adiante. Ressaltamos que todos os dados tabelados foram coletados a nível mundial considerando o período mais recente.

Causas Iniciadoras

Os acidentes registrados no WOAD foram classificados conforme as seguintes 21 causas iniciadoras.

Falha da âncora	Problemas com a âncora, com a linha da âncora ou guinchos;
Blowout	Fluxo incontrolável de gás, óleo ou outro fluido do reservatório;
Tombamento	Perda de estabilidade, resultando na completa virada da unidade (emborcar);
Colisão	Contato acidental entre uma unidade da atividade <i>offshore</i> e uma outra unidade externa;
Contato	Contato acidental entre duas unidades da atividade <i>offshore</i> ;
Acidentes com guindaste	Qualquer evento causado por / ou envolvendo guindaste ou outro equipamento para elevação;
Explosão	Explosão
Queda de material	Queda de objetos a partir de guindastes ou outros equipamentos de levantamento de carga. Queda do guindaste, botes salva-vidas que acidentalmente caiam no mar e homem ao mar estão incluídos;
Incêndio	Incêndio;
Afundamento	Perda de flutuação da instalação;
Encalhe	Contato com o fundo do mar;
Acidente com helicóptero	Acidente com helicóptero no heliponto ou outro lugar da instalação;
Entrada de Água	Alagamento da unidade ou compartimento causando perda de estabilidade / flutuação;
Adernamento	Inclinação incontrolada da unidade;
Falhas das Máquinas	Falha das máquinas de propulsão;
Fora de Posição	Unidade acidentalmente fora da posição esperada ou fora de controle;
Vazamento de Produto	Perda de fluido ou gás para as circunvizinhanças causando poluição ou risco de explosão/incêndio;
Dano estrutural	Falha por quebra ou fadiga de suporte estrutural;
Acidente durante reboque	Quebra ou problemas durante o reboque;
Problema no poço	Problema acidental com o poço;
Outros	Outros eventos além dos especificados acima.

Analisando-se os dados apresentados pode-se observar que o Vazamento de Produto é o acidente com maior número de ocorrências, seguido de Danos Estruturais.

Tabela VI.2.1-1: Tipo de Acidente *versus* Número de Ocorrências - Outras Unidades

Tipo De Acidente	Número de Ocorrências
Falha da Âncora	13
<i>Blowout</i>	3
Tombamento	7
Colisão	29
Contato	24
Acidente com guindaste	16
Explosão	6
Queda de Material	6
Incêndio	17
Afundamento	12
Encalhe	14
Acidente com Helicóptero	2
Entrada de Água	5
Adernamento	2
Falha das Máquinas	1
Fora de Posição	25
Vazamento de Produto	74
Danos Estruturais	35
Acidente durante reboque	14
Problemas no poço	2
Outros	8

Foi também realizada a distribuição do tipo de acidente de acordo com o modo de operação (na hora do acidente), conforme as atividades definidas a seguir.

Perfuração	Atividade principal relacionada à perfuração incluindo desenvolvimento, exploração;
Ociosa	Ociosa, parada;
Operação	Atividade de teste, completação, abandono, mobilização, desmobilização ou carregamento;
Produção	Atividade principal relacionada à produção e injeção;
Construção	Unidade em construção;
Suporte	Atividade de suporte, p. ex.: acomodação;
Transferência	Transferência da unidade seja flutuando ou em navio ou barco.

Observando a tabela abaixo podemos ver que aproximadamente 35 % dos acidentes ocorreram nas fases de produção.

Tabela VI.2.1-2: Tipo de Acidente versus Tipo de Unidade. Número de Ocorrências - Outras Unidades

Modo de Operação	Número de Ocorrências	%
Perfuração	5	2,6
Ociosa	6	3,1
Operação	22	11,2
Produção	69	35,2
Construção	15	7,7
Suporte	45	23,0
Transferência	26	13,3
Outras	8	4,1
Total	196	100

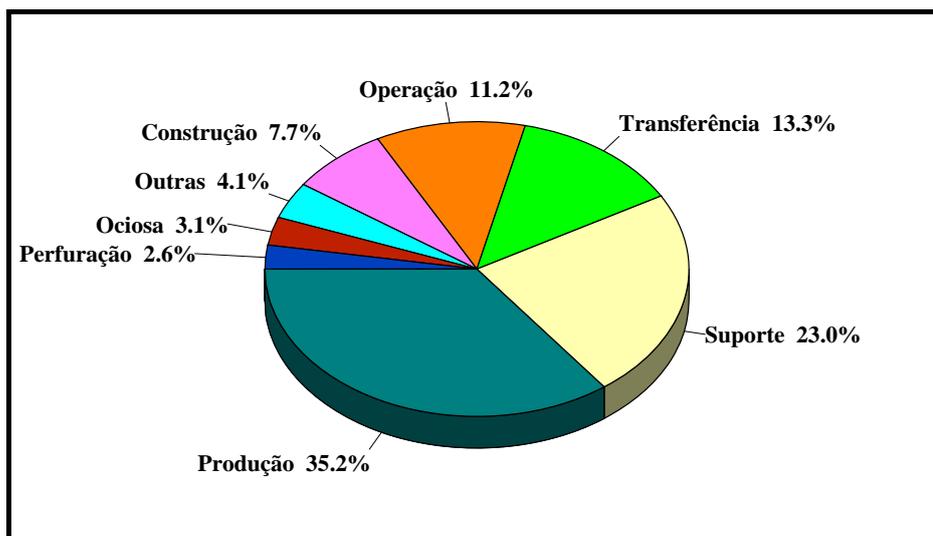


Figura VI.2.1-1: Distribuição dos Acidentes versus Modo de Operação. Outras Unidades

Severidade dos Danos

Os danos decorrentes dos acidentes identificados foram subdivididos em 3 categorias, a saber:

- Danos ao Meio Ambiente;
- Dano ao Homem;
- Danos ao Patrimônio.

◆ Danos ao Meio Ambiente

A partir da seguinte subdivisão com relação aos produtos vazados:

Óleo Cru	Óleo cru e óleo lubrificante;
Óleo e gás	Óleo e gás, ambos para o ar;
Gás	Gás natural, incluindo gás combustível e gás sulfídrico;

Óleo Leve	Óleo combustível aquecido, óleo hidráulico, condensado, metanol, glicol, óleo diesel ou lama a base de óleo;
Produtos Químicos	Produtos químicos, lama a base de água para o mar ou para o ar.

Foi realizada uma distribuição de acordo com a dimensão dos vazamentos, conforme o seguinte critério:

Pequeno	Vazamentos de 0 – 9 toneladas (0 a 11 m ³);
Moderado	Vazamentos de 10 – 100 toneladas (12 a 125 m ³);
Significante	Vazamentos de 101 – 1000 toneladas (126 a 1250 m ³);
Grande	Vazamentos de 1001 – 10.000 toneladas (1251 a 12500 m ³);
Muito Grande	Vazamentos > 10.000 toneladas (> 12500 m ³).

Na tabela VI.2.1-3 a seguir apresenta-se à distribuição dos acidentes ocorridos que geraram vazamentos de acordo com o produto vazado e a dimensão do vazamento considerando todas as unidades móveis.

Analisando-se a tabela VI.2.1-4 observamos que é pequeno o número de acidentes para vazamentos de dimensão “Menor” e é significativo o número de acidentes registrados como de dimensão “Desconhecida”.

Tabela VI.2.1-3: Tipo de Vazamento *versus* Dimensão do Vazamento. Número de Acidentes / Incidentes com Vazamento – Outras Unidades

Tipo de Vazamento	Dimensão do Vazamento					
	Pequeno	Menor	Significante	Grande	Muito Grande	Desconhecida
Óleo Cru	17	12	7	5	-	6
Óleo e Gás	2	1	1	1	-	3
Gás	5	-	-	-	-	9
Óleo Leve	5	1	1	1	-	-
Produtos Químicos	-	1	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-

Utilizando-se somente os dados anteriores sobre os vazamentos de óleo cru, óleo e gás e óleo leve cujas dimensões são conhecidas podemos identificar que, neste período de 18 anos, 44 % das ocorrências foram pequenos vazamentos (quantidades inferiores a 9 ton) conforme indicado na figura VI.4-2 a seguir.

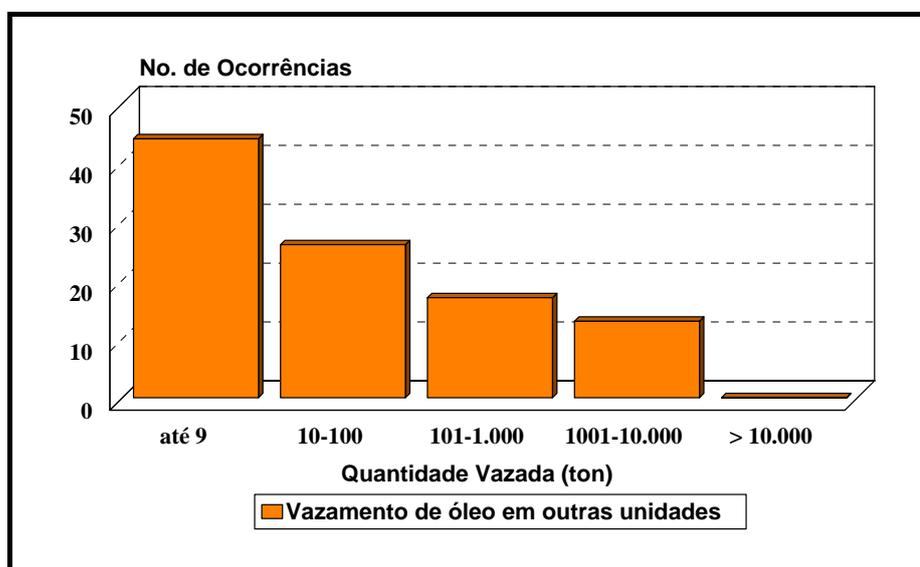


Figura VI.2.1-2: Magnitude dos Vazamentos vs Nº de ocorrências para os vazamentos conhecidos de óleo, óleo/gás e óleo leve

♦ *Danos ao Homem*

Os dados do WOAD também possibilitaram a elaboração da tabela VI.2.1-4 a seguir, na qual apresenta-se a distribuição do número de acidentes fatais considerando-se o tipo de acidente.

Tabela VI.2.1-4: Tipo de Acidente vs Número de Acidentes com Fatalidades - Outras Unidades

Tipo De Acidente	Número de Acidentes com Fatalidades
Falha da Âncora	-
<i>Blowout</i>	-
Tombamento	3
Colisão	1
Contato	-
Acidente com guindaste	-
Explosão	3
Queda de Material	1
Incêndio	2
Afundamento	2
Encalhe	-
Acidente com Helicóptero	2
Entrada de Água	-
Adernamento	-
Falha das máquinas	-
Fora de posição	-
Vazamento de produto	-
Danos Estruturais	-
Acidente durante reboque	-
Problemas no poço	-
Outros	9

Pode-se observar, dentre os tipos de acidentes conhecidos que a “Explosão” e o “Tombamento” foram os tipos de acidentes que causaram fatalidade com mais frequência.

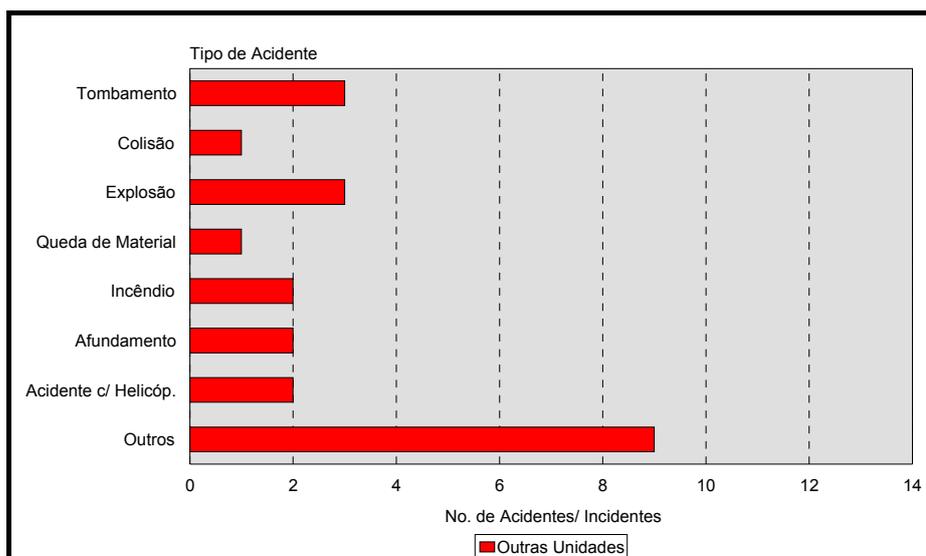


Figura VI.2.1-3: Tipo de Acidente vs Nº de Acidentes – Outras Unidades

Realizando a distribuição do número de vítimas pelo tipo de acidente, observa-se que o tipo de acidente que gerou o maior número de vítimas foi o “Tombamento” seguido do “Afundamento”, como pode ser observado pela análise da tabela VI.2.1-5 a seguir.

Tabela VI.2.1-5 : Número de Fatalidades *versus* Tipo de Acidente por Tipo de Instalação

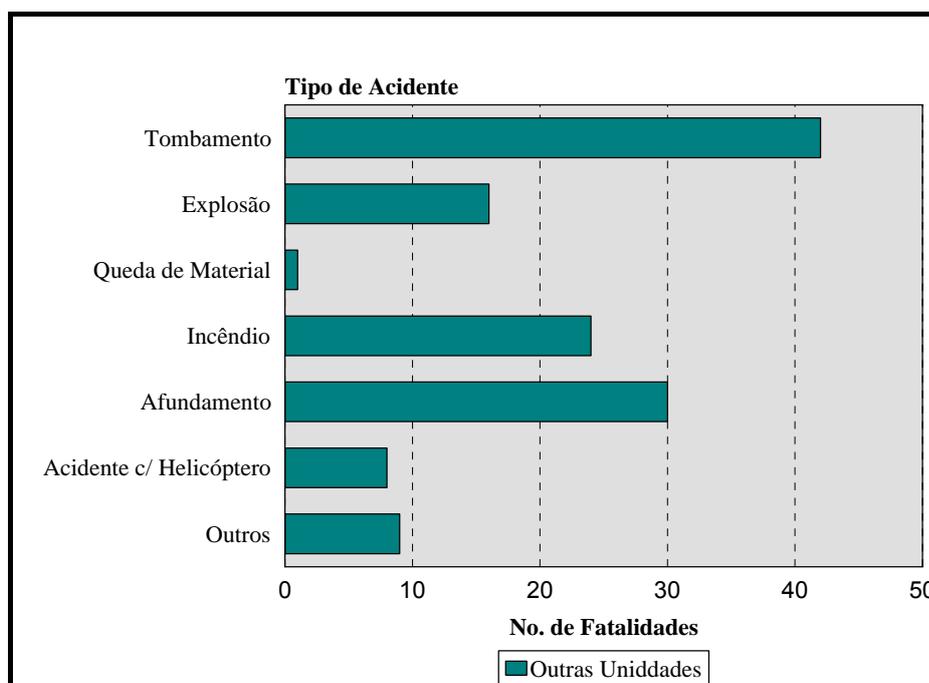
Tipo De Acidente	Número de Fatalidades
Falha da Âncora	-
<i>Blowout</i>	-
Tombamento	42
Colisão	4
Contato	-
Acidente com guindaste	-
Explosão	16
Queda de Material	1
Incêndio	24
Afundamento	30
Encalhe	-
Acidente com Helicóptero	8
Entrada de Água	-
Adernamento	-

(continua)

Tabela VI.2.1-5: Número de Fatalidades *versus* Tipo de Acidente por Tipo de Instalação (continuação)

Tipo De Acidente	Número de Fatalidades
Falha das Máquinas	-
Fora de Posição	-
Vazamento de Produto	-
Danos Estruturais	-
Acidente durante reboque	-
Problemas no poço	-
Outros	9

Analisando-se a tabela anterior, podemos observar que o Tombamento é o tipo de acidente que causou o maior número de fatalidades.

**Figura VI.2.1-4:** Número de Fatalidades por Tipo de Acidente

◆ Dano ao Patrimônio

O Banco de Dados WOAD também apresenta informações sobre a severidade dos danos decorrente de acidentes nas unidades de perfuração. Os danos sofridos pela unidade móvel foram subdivididos de acordo com a seguinte classificação:

Perda Total	Perda total da unidade incluindo perda total da construção do ponto de vista das seguradoras;
Dano Severo	Dano severo para um ou mais módulos da unidade, grandes danos em equipamentos essenciais;
Dano Significativo	Dano sério e significativo para módulo ou área localizada da unidade;
Dano Menor	Dano a mais de um equipamento não essencial ou dano menor em um equipamento essencial;
Dano Insignificante	Dano insignificante ou nenhum dano ou nenhum dano à(s) parte(s) de equipamento essencial.

A tabela VI.2.1-6 a seguir, apresenta-se a distribuição do número de acidentes e incidentes, considerando o grau de danos sofrido.

Tabela VI.2.1- 6 : Grau de Danos vs Número de Acidentes / Incidentes - Outras Unidades

Grau De Danos	Número de Acidentes
Perda Total	18
Danos Severos	30
Danos Significativos	61
Danos Menores	49
Danos Insignificantes	38

Considerando-se a distribuição estatística da intensidade de dano sofrido pelas instalações e o número de acidentes, é possível observar que 44,4% dos acidentes registrados são classificados com grau de dano “Menor” e “Insignificante”, enquanto que os danos “Significativos” correspondem a aproximadamente 31 % da amostra pesquisada.

A seguir apresenta-se a figura VI.2.1-5 que ilustra os dados da tabela anterior.

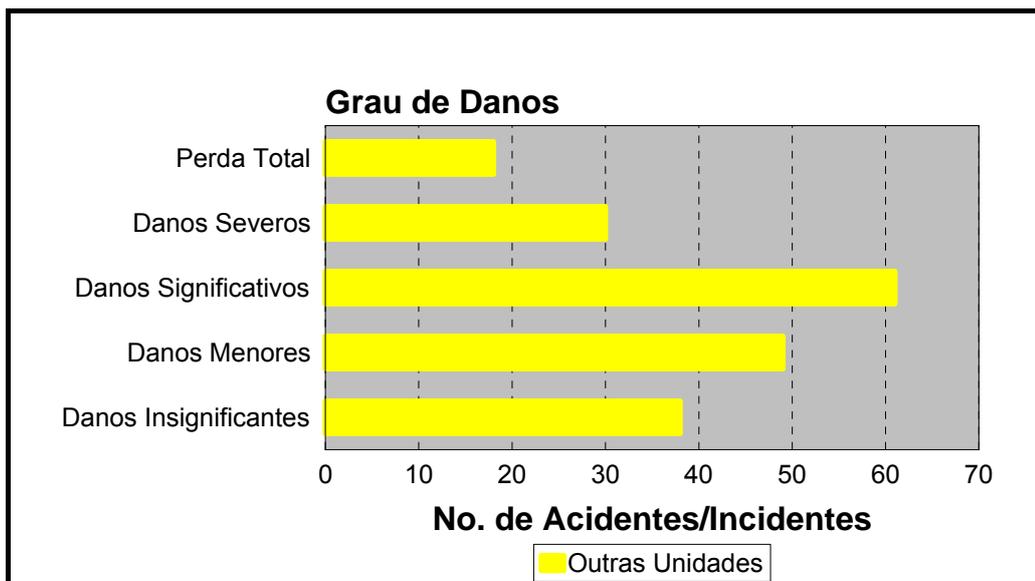


Figura VI.2.1-5: Grau de Dano vs Número de Acidentes / Incidentes – Outras Unidades

Foi realizada também a distribuição do tipo de dano gerado pelo acidente de acordo com o modo de operação.

Tabela VI.2.1-7: Grau de Dano vs Modo de Operação. Número de Acidentes / Incidentes - Outras Unidades

Grau De Danos	Modo De Operação							
	Perfuração	Ociosa	Operação	Produção	Construção	Suporte	Transfe-rência	Outros
Perda Total	1	-	4	-	-	7	6	-
Danos Severos	-	-	3	14	3	5	4	1
Danos Significativos	1	3	3	30	8	11	3	2
Danos Menores	1	3	6	8	2	17	7	5
Danos Insignificantes	2	0	6	17	2	5	6	-

Considerando-se o grau de danos, decorridos de acidentes na fase de produção, identificamos que 36% dos eventos provocaram danos menores ou danos insignificantes e que nenhuma perda total registrada.

VI.2.2 – Taxa de Vazamentos

Os dados a seguir foram publicados pelo *US Mineral Management Service – MMS* em seu relatório MMS 2000-001 *Gulf of Mexico Deepwater Operations and Activities*.

- A taxa de vazamento de uma FPSO, considerando as unidades localizadas no Golfo do México no período de 1986 a 1999, é de 0,56 vazamentos / BBO e manuseado. Fazendo uma comparação entre a quantidade vazada e quantidade produzida temos uma taxa de perda de 2,9 bbl a cada milhão de barris produzidos;
- A taxa de vazamento para Navios Aliviadores servindo FPSOs, considerando as unidades que transitam no Golfo do México no período de 1986 a 1999, é de 0,51 vazamentos/ BBO no alto mar e de 0,70 vazamentos / BBO em águas costeiras próximas ao porto. O valor médio de um vazamento nestes navios é de 9.000 bbl por ocorrência.

Os dados da tabela VI.2.2-1 a seguir foram publicados pelo *US Mineral Management Service – MMS* em seu relatório de no. MMS 2000-090 *Proposed use of Floating Production, Storage, and Offloading Systems on the Gulf of Mexico – Outer Continental Shelf*.

Tabela VI.2.2-1: Distribuição da Frequência de Vazamento (oc./ano) por fonte do vazamento por dimensão do vazamento para FPSOs

Fonte do Vazamento	Dimensão do Vazamento (bbl)							
	< 10	10-100	100-1K	1K-10K	10K-50K	50K-100K	100K-500K	> 500K
Área de Processo da FPSO	0	0	0	0	4,4E-04	4,4E-04	3,4E-04	0
Transferência por mangote ^f	2,4E-01	1,2E-01	1,2E-01	0	0	0	0	0
Riser de produção	0	0	0	5,4E-05	5,4E-05	4,3E-05	0	0

(continua)

^e BBO – Billion Barrels of Oil – Bilhões de Barris de Óleo

^f Não existe um tratamento diferenciado para a fase de *offloading* ou abastecimento.

Tabela VI.2.2-1: Distribuição da Frequência de Vazamento (oc./ano) por fonte do vazamento por dimensão do vazamento para FPSOs

(continuação)

Fonte do Vazamento	Dimensão do Vazamento (bbl)							
	< 10	10-100	100-1K	1K-10K	10K-50K	50K-100K	100K-500K	> 500K
Afundamento	0	0	0	0	4,5E-06	4,5E-06	3,6E-05	5,0E-06
Explosão do tanque de carga	0	0	0	3,0E-05	3,0E-05	2,3E-05	0	0
Tubulação de carga no convés	1,2E-02	3,4E-03	7,9E-05	0	3,6E-06	3,6E-06	2,8E-06	0
Blowout	0	0	0	0	0	0	0	0
Cabeça de poço ou coletor de produção	0	0	0	0	0	0	0	0
Navio aliviador visitante	0	0	0	5,0E-09	7,8E-09	3,5E-09	5,8E-09	5,2E-10

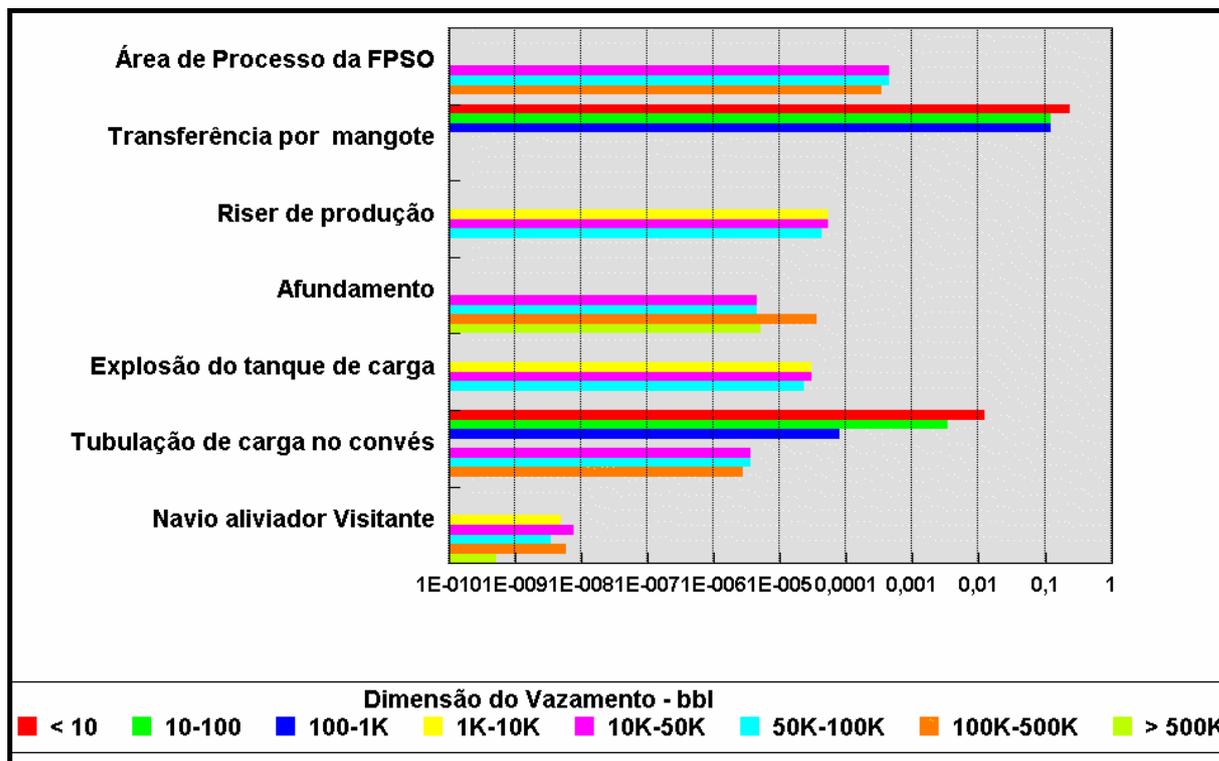


Figura VI.2.2-1: Distribuição da Frequência de Vazamento (oc./ano) por dimensão do vazamento para FPSOs

VI.3 – Dados Nacionais

A análise histórica de acidentes/incidentes ocorridos no Brasil envolvendo a atividade de produção de gás e óleo através de dados estatísticos publicados por órgãos nacionais e instituições de pesquisa. Contudo, observa-se que os poucos registros disponíveis muitas vezes possuem pouco detalhamento com relação às causas, volumes vazados e conseqüências ambientais para uma análise mais detalhada.

Ainda assim, foram encontrados os relatórios de análise de acidentes de grande repercussão tais como os acidentes com as plataformas Enchova, P-36 e P-34 dentre outros. Adiante são apresentadas descrições resumidas dos acidentes cujos registros encontravam-se disponíveis para consulta.

VI.4 – Registros da PETROBRAS

A Petrobras possui um sistema corporativo, desenvolvido originalmente na área de Segurança Industrial da Companhia chamado SISIN que tem, entre os seus objetivos, a integração da arquitetura de informações da área de Segurança e a obtenção de indicadores e relatórios que possam ser utilizados em seu processo de gestão.

Em sua fase inicial, as informações relativas a Meio Ambiente eram, na maioria das vezes, registradas na forma de texto, o que torna difícil, se não, impossível, sua recuperação. Posteriormente, conforme a função Meio Ambiente passou a merecer mais destaque, essas informações passaram a ser também incorporadas a este Sistema na forma de dados, de maneira a ser possível sua recuperação. Esta tarefa não está concluída, pois requer total remodelagem do sistema, adequando-o tanto a esta necessidade quanto a outras funções e sua integração a outros Sistemas e Bancos de Dados existentes ou em construção.

O SISIN continua sendo utilizado e está sendo atualizado com informações e eventos acidentais ocorridos nas instalações e atividades da Petrobras, incluindo aqueles com conseqüências ambientais.

Como registro das ocorrências anormais recentes em unidades marítimas das PETROBRAS podemos citar os acidentes com as plataformas P-36 e P-34. Há também o registro da exudação de petróleo no Campo de Marlim Sul nas proximidades do Poço 7-MLS-107H.

Observe-se que, nestes registros somente a unidade P-34 (objeto de estudo desta AGR) é do tipo FPSO, diferentemente da P-36 que era uma plataforma de produção do tipo semi-submersível.

Resumos dos relatórios de investigações de cada destas ocorrências encontram-se apresentados a seguir.

- **Plataforma de Enchova**

Ocorreram dois acidentes na plataforma sendo o primeiro em 1984, quando uma liberação de gás provocou incêndio e a morte de 37 pessoas. No segundo acidente, em 1988, a mesma plataforma teve o seu convés e torre totalmente destruídos por um *blowout* seguido de incêndio que foi controlado após 27 dias.

- **Plataforma P-36**

A plataforma de produção semi-submersível P-36 encontrava-se instalada no Campo de Roncador, na Bacia de Campos, em lâmina d'água de 1360 metros. No momento do acidente, a plataforma estava produzindo cerca 84.000 barris de petróleo e 1.300.000 m³ de gás, por dia, oriundos de 6 poços interligados à mesma.

O acidente com a plataforma P-36 teve início em 15 de março de 2001, às 0h 22min, quando ocorreu uma primeira explosão na coluna de popa boreste, seguida 17 min depois por uma grande explosão na parte superior da coluna e em

áreas próximas. No dia 20 de março de 2001, às 11h 41min, a plataforma submergiu completamente e afundou em seguida.

De acordo com a comissão conjunta de investigação constituída pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) e a Diretoria de Portos e Costa (DPC) da Marinha do Brasil, o acidente foi causado por uma série de fatores que, isoladamente, não seriam suficientes para determiná-lo. A análise realizada pela comissão apontou a operação de esgotamento do tanque de drenagem de emergência da coluna de popa a bombordo como o fator crítico diretamente relacionado com as explosões ocorridas na plataforma P-36 (ANP, 2001). Devido a dificuldades operacionais para dar partida na bomba de esgotamento, houve um fluxo reverso indesejado de hidrocarbonetos para as linhas de escoamento dos tanques de drenagem de emergência causado por uma falha mecânica da válvula de admissão do tanque de boreste, o que levou a pressurização e ao colapso do tanque, dando início ao escalonamento de eventos que culminou com o afundamento da plataforma.

A comissão concluiu, ainda, que falhas de manutenção, de operação e de projeto também colaboraram para o afundamento da plataforma. À época do acidente, a plataforma P-36 estocava a bordo em suas linhas e vasos de produção cerca de 1.200 m³ de óleo diesel e 350 m³ de petróleo bruto. Com o afundamento da mesma, esses fluidos começaram a vazar no oceano, a uma distância aproximada de 150 km da costa, tendo cerca de 350 m³ de óleo aflorado nas primeiras 24h após o afundamento. Este derramamento foi combatido através do recolhimento de parte do óleo e dispersão química e mecânica da outra parte.

O óleo que vazou da plataforma formou uma mancha com extensão de até 48 km² (Folha *Online*, 2001). No entanto, acredita-se que os danos ambientais puderam ser reduzidos em função da realização de procedimentos de combate ao derramamento, pelo deslocamento da mancha em direção ao alto-mar e pelo fato da área local não ser prioritária em termos de biodiversidade.

- **Plataforma P-7**

A plataforma semi-submersível P-7 está situada na Bacia de Campos, no campo de Bicudo e opera numa profundidade d'água de 210 metros, produzindo cerca de 16 mil barris (2.500 m³) de petróleo e 81 m³ de gás por dia.

O acidente ocorreu aproximadamente às 04:45h do dia 12 de abril de 2001 durante a realização de testes do poço da plataforma devido a uma perda de controle momentânea do mesmo, vazando 26 m³ de óleo para o mar além de uma grande quantidade de gás. Reportou-se também falha nas válvulas que usualmente controlam a expansão do gás nesse tipo de situação. Dos 147 trabalhadores da P-7, 37 permaneceram no local cuidando do problema (Folha *Online*, 2001).

Três dias após o acidente, 14 embarcações operavam no local realizando os procedimentos de resposta à emergência, sendo 6 realizando três cercos de contenção e 5 para lançamento de dispersante. A mancha, que apresentava 50 km² de extensão, reduziu-se à cerca de 30 km². Dos 26 m³ derramados, cerca de 16 a 20 m³ já haviam sido coletados ou dispersados (Infoambiental, 2001).

O Centro de Sensoriamento Remoto da COPPE/UFRJ, em parceria com o IBAMA, ANP e MARINHA DO BRASIL, realizou uma análise integrada das feições observadas nas imagens de radar do satélite canadense RADARSAT-1 sobre a área do acidente três dias após o acidente. Os resultados demonstram que a área de influência da mancha de óleo perfazia uma extensão de aproximadamente 100 km a Sudoeste da plataforma P-7, restrita à região oceânica, sendo resultante dos efeitos combinados entre as componentes de correntes marinhas (sentido Sul a uma velocidade aproximada de 0,2 m/s) e ventos (direção Sudeste com velocidade aproximada de 4 m/s) para a região.

- **Plataforma P-34**

A plataforma P-34, petroleiro convertido a FPSO, estava ancorada entre os campos de Barracuda e Caratinga, a 120 km da costa numa lâmina d'água de 860

metros, quando, no dia 13 de outubro de 2002 às 15:30h, houve uma abertura indevida das válvulas provocada por uma pane elétrica.

A abertura das válvulas permitiu que o óleo que estava armazenado nos 17 tanques da unidade (cerca de 11.000 m³), fosse deslocado para o lado esquerdo da plataforma causando o desequilíbrio e a inclinação (Folha Online, 2002). Não foram registradas vítimas no acidente, tampouco derramamentos, incêndio ou explosão embora tenham sido acionadas, preventivamente, 12 embarcações de resposta à emergência.

- **Plataforma P-31**

A P-31, que fica no campo de Albacora, a 180 quilômetros da costa de Macaé, na Bacia de Campos, produz cerca de 58 mil barris/dia de petróleo e 1 milhão de m³ de gás/dia, armazenando ainda 70 mil barris diários de óleo extraídos pela plataforma P-25, que fica na mesma área.

No dia 25 de abril de 2004 às 23h20m, um incêndio ocorrido em um gerador de energia movido a diesel na praça de máquinas da plataforma interrompeu durante todo o dia a produção da unidade (SINDIPETRO, 2004). O incêndio foi controlado em meia hora pela brigada de incêndio da própria plataforma não causando feridos nem derramamentos para o mar.

- **Exsudação no Campo de Marlim Sul⁹,**

Em virtude da exsudação ocorrida no Campo de Marlim Sul, na Bacia de Campos e a comunicação ao Órgão Ambiental, assim como as demais autoridades, foi iniciada em 16/11/2004, pela manhã, com o envio da CIPOSP (Comunicação de Incidente de Poluição por Óleo ou Substância Perigosa) e dois RIs (Relatórios de Incidente). Durante a exsudação foram realizadas diversas

⁹ Conforme Relatório da PETROBRAS em resposta à solicitação do IBAMA no Ofício N^o 290/2005/DILIQ/ELPN.

reuniões e entregues 21 comunicações em forma de relatórios informativos ao IBAMA, à ANP, à Marinha e à FEEMA.

A exsudação se deu na região do *Ring Fence* da concessão de Marlim Sul, nas proximidades da cabeça de produção do poço 7-MLS-107H (coordenadas Lat. 22°31'21,486" S, Long 40°01'45,486" W), estendendo-se através de pequenas fraturas superficiais descontínuas, em um alinhamento NW-SE, de cerca de 500 metros.

As operações de combate foram iniciadas no dia 15/11/04, data do alerta interno da ocorrência, com o acionamento da Estrutura Organizacional de Resposta (EOR) conforme previsto no Plano de Emergência Individual. Neste mesmo dia foram enviados os recursos para o local da exsudação para dar início às ações de resposta.

O afloramento cessou no dia 22/12/2004, quando houve então a desmobilização das ações de combate. Entretanto, as ações de investigação das possíveis causas continuaram em andamento.

Segundo o laudo técnico assinado por técnico especializado apresentado ao IBAMA em resposta ao Ofício IBAMA Nº 290/2005/DILIQ/ELPN, os estudos realizados não foram conclusivos. A investigação dos poços permitiu descartar que a exsudação esteja relacionada com a produção. Desta forma, as hipóteses em estudo estão relacionadas a uma comunicação do reservatório com o solo marinho através de um sistema de falhas / fraturas já existentes, que poderiam ter sido ativadas por uma variação das condições de pressão na sub-superfície, seja por uma acomodação natural das camadas rochosas, pelo processo de injeção de água associado à descontinuidade do reservatório, ou alguma outra causa ainda não visualizada nos estudos em andamento.

Ressalta-se que o poço 7-MLS-107-RJS encontrava-se fechado quando da ocorrência da exsudação.

- ***Incêndio na Plataforma P-50^h***,

No dia 04 de julho de 2007 por volta das 16h, ocorreu um incêndio na sala de transformadores dos compressores de gás da Plataforma P-50, localizada no Campo de Albacora Leste, Bacia de Campos, a aproximadamente 120 km da costa do Rio de Janeiro.

A produção de óleo e gás foi interrompida e a brigada da plataforma atuou prontamente, debelando o incêndio. Não houve vítimas nem vazamento de óleo para o mar, somente danos materiais tendo sido retomada a produção da plataforma.

^h Consulta ao site www.petrobras.com.br/ri realizada em 30/07/2007 .

VI.5 - Análise dos Riscos Ambientais

Para a elaboração da análise dos riscos ambientais, foi utilizada a técnica denominada Análise Preliminar de Perigos – APP (*Preliminary Hazard Analysis - PHA*).

O objetivo principal desse método é identificar os possíveis perigos que possam ocorrer em uma planta industrial, numa fase preliminar do projeto e, com isso, economizar tempo e gastos no eventual replanejamento destas plantas. É também, possível aplicar este procedimento para se fazer avaliações rápidas dos perigos e direcionar a aplicação de técnicas de identificação de perigos mais detalhadas e que serão aplicadas em fases posteriores da vida útil da planta.

O método é uma revisão superficial de problemas gerais de segurança. A APP é realizada listando-se os perigos associados aos elementos do sistema. Por exemplo:

- Substâncias e equipamentos perigosos da planta (combustíveis, produtos químicos altamente reativos, substâncias tóxicas, sistemas de alta pressão e outros sistemas armazenadores de energia);
- Interface entre equipamentos do sistema e as substâncias (início e propagação de incêndio/explosão, sistemas de controle/paralisação);
- Fatores do meio ambiente que possam interferir nos equipamentos e materiais da planta (vibração, descarga atmosférica, umidade ou temperaturas muito altas);
- Operação, teste, manutenção e procedimentos emergenciais (dependência do erro humano, *layout*, acessibilidade dos equipamentos, disponibilidade de equipamentos de proteção pessoal entre outros);
- Recursos de apoio (armazenamento, equipamentos de teste e disponibilidade de utilidades);
- Equipamentos relativos à segurança (sistema de alívio, redundância, recursos para extinção de incêndios e EPI).

A classificação de cada um dos perigos individualizados é feita através de uma categorização qualitativa conforme descrito a seguir.

VI.5.1 - Descrição do Método

A metodologia APP é realizada através do preenchimento de uma planilha padrão para cada subsistema da instalação. A planilha utilizada nesta APP, possui 9 colunas, as quais devem ser preenchidas conforme descrito na página a seguir, sendo utilizados os seguintes critérios de classificação

Para a definição das faixas de valores de probabilidade foram utilizados os critérios da Agência Federal de Gerenciamento de Emergência Americana (*Federal Emergency Management Agency. Handbook of Chemical Hazard Analysis Procedures. Formulation of Planning Basis*), conforme a seguir.

Tabela VI.5.1-1 - Categoria de Probabilidade

Categoria	Descrição	Probabilidade
A Provável	Esperado ocorrer várias vezes durante a vida útil da instalação.	$P \geq 10^{-1}$
B Razoavelmente provável	Esperado de ocorrer pelo menos uma vez durante a vida útil da instalação.	$10^{-2} \leq P < 10^{-1}$
C Remota	Pouco provável de ocorrer durante a vida útil da instalação.	$10^{-3} \leq P < 10^{-2}$
D Extremamente remota	Teoricamente possível, porém extremamente pouco provável de ocorrer durante a vida útil da instalação.	$P < 10^{-3}$

Para a definição das faixas de valores das conseqüências foram considerados, para compatibilização, os volumes de derramamento preconizados na Resolução CONAMA N° 293 para descargas pequenas ($\leq 8 \text{ m}^3$), médias ($8 \text{ m}^3 < V \leq 200 \text{ m}^3$) e de pior caso ($> 200 \text{ m}^3$) que norteiam a capacidade de resposta da instalação conforme a seguir.

Tabela VI.5.1-2 -Categoria de Conseqüências

Categoria	Descrição	Volume Vazado
I Desprezível	Nenhum dano ou dano não mensurável.	$V \leq 1 \text{ m}^3$
II Marginal	Danos irrelevantes ao meio ambiente e as pessoas.	$1 \text{ m}^3 < V \leq 8 \text{ m}^3$
III Crítica	Possíveis danos ao meio ambiente devido a liberações de substâncias químicas, tóxicas, ou inflamáveis. Pode provocar lesões de gravidade moderada às pessoas ou impactos ambientais com tempo reduzido de recuperação.	$8 \text{ m}^3 < V \leq 200 \text{ m}^3$
IV Catastrófica	Impactos ambientais devido a liberações de substâncias químicas, tóxicas, ou inflamáveis. Pode provocar mortes ou lesões graves às pessoas ou impactos ambientais com tempo de recuperação elevado.	$V > 200 \text{ m}^3$

Quadro VI.5.1-1 - Planilha de Análise Preliminar de Perigos - APP.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP								
CLIENTE						DATA	FOLHA	/
INSTALAÇÃO						SISTEMA		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA						OBSERVAÇÕES:		
PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	CONSEQUÊNCIAS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Esta coluna deverá conter os perigos identificados para o sistema em estudo, ou seja, eventos que podem causar danos às instalações, aos operadores, meio ambiente e etc	Define-se como causa o evento ou seqüência de eventos que produzem um efeito. As causas básicas de cada perigo devem ser listadas nesta coluna. Estas causas podem envolver tanto falhas intrínsecas de equipamentos, como erros de operação e manutenção	Descrição de todos os modos existentes para se detectar o perigo ou a causa	O resultado de uma ou mais causas é definido como efeito. Os possíveis efeitos danosos de cada perigo identificado devem ser listados nesta coluna	Esta coluna é preenchida com o símbolo da categoria de probabilidade correspondente	Esta coluna é preenchida com o símbolo da categoria de consequência correspondente	Esta coluna é preenchida com o símbolo da categoria de risco correspondente	São medidas de proteção existente ou sugeridas pela equipe que participou da APP que podem ser utilizadas para prevenir as causas ou minimizar as consequências do evento indesejável	Esta coluna é preenchida com o número da hipótese correspondente

Após o preenchimento de uma planilha de APP, é elaborado o gráfico cartesiano denominado Matriz Referencial de Risco. Esta é a representação gráfica dos pares ordenados “Categoria de Probabilidade” e “Categoria de Conseqüência” obtidos para cada hipótese. Este gráfico fornece a transparência dos perigos avaliados e serve como um instrumento de decisão.

Esta matriz foi modificada para atendimento ao PT 196/05 do IBAMA que solicitou a alteração da classificação dos eventos classificados com probabilidade “Razoavelmente Provável (B)” e com conseqüência “Crítica (III)” fosse alterada de Risco Moderado (RM) para Risco Alto (RA). A Matriz Referencial de Riscos abaixo já contempla esta alteração.

		Conseqüência			
		Desprezível (I)	Marginal (II)	Crítica (III)	Catastrófica (IV)
Probabilidade	Provável (A)	RM	RM	RA	RA
	Razoavelmente Provável (B)	RB	RM	RA	RA
	Remota (C)	RB	RB	RM	RM
	Extremamente Remota (D)	RB	RB	RB	RM

Sendo: **RB** – Risco Baixo, **RM** – Risco Médio e **RA** – Risco Alto

VI.5.2- Aplicação do Método

A técnica de APP foi aplicada conforme recomendado pelo *American Institute of Chemical Engineers* - AIChE.

Nas páginas a seguir são listadas as principais hipóteses acidentais identificadas na APP e sua respectiva Matriz de Riscos elaborada para as seguintes unidades e sistemas:

- ◆ *Linhas de produção/ injeção/ umbilicais/ anulares. Contemplam os poços produtores e poços injetores, suas respectivas colunas e as árvores de natal molhadas - ANM ;*
 - Fase: Construção / Montagem / Lançamento através da embarcação de lançamento de linhas - LSV;
 - Fase: Produção;

- ◆ *Gasoduto de Exportação de Gás Natural/ trecho marítimo entre o FPSO e o PLEM / PLET (inclusive) e o Trecho marítimo do Gasoduto Sul Capixaba a partir do PLEM/PLET até a saída do furo direcional;*
 - Fase: Construção / Montagem / Lançamento por embarcação para lançamento em Águas Rasas (ex.: BGL-1);
 - Fase: Construção / Montagem / Lançamento por embarcação para lançamento em Águas Profundas (ex.: Skandi Navica);
 - Fase: Produção;

- ◆ *Unidade Marítima de Produção FPSO CAPIXABA;*
 - Fase: Posicionamento da Unidade no Local de produção;
 - Fase: Produção;
 - Sistema: Amarras;
 - Sistema: *Riser / Turret*;
 - Sistema: Sistema de Separação (1º e 2º estágios) e teste de poço;
 - Sistema: Estocagem de petróleo;
 - Sistema: Compressão do gás;
 - Sistema: Desidratação do gás;
 - Sistema: Gás Combustível;
 - Sistema: *Flare* de Alta (HP) e de Baixa (LP);
 - Sistema: Drenagem;
 - Sistema: Exportação de Óleo / *Offloading*;
 - Sistema: Recebimento, estocagem e transferência de óleo diesel;
 - Sistema: Estabilidade da Unidade FPSO CAPIXABA;
 - Sistema: Heliponto.

♦ *Embarcação de Apoio.***Matriz de Riscos (Modificada) Resultante**

		Conseqüência			
		Desprezível (I)	Marginal (II)	Crítica (III)	Catastrófica (IV)
Probabilidade	Provável (A)	3	7		
	Razoavelmente Provável (B)	1	6		
	Remota (C)	1	27	13	1
	Extremamente Remota (D)		13	22	13

As principais hipóteses acidentais identificadas durante a APP estão listadas adiante. Os dados de referência na aplicação da APP e as planilhas elaboradas encontram-se no Anexo VI.8.2-1 desta seção.

♦ *Linhas de produção/ injeção/ umbilicais/ anulares – Fase de Lançamento/ Construção e Montagem*

Hipótese nº1: Perda de estabilidade da embarcação de lançamento de linha – LSV

Hipótese nº3: Vazamento de óleo diesel devido à ruptura do mangote/linha de diesel durante a transferência do mesmo entre a LSV e a embarcação de apoio

Hipótese nº5: Queda de carga pesada durante a transferência entre embarcação LSV e barcos de suprimento

♦ *Linhas de produção – Fase de Produção/ Operação*

Hipótese nº 6: Ruptura da linha de produção entre os poços de produção de petróleo e o riser

Hipótese nº 7: Ruptura da linha de produção/ riser de produção

♦ *Gasoduto de Exportação – Fase de Construção de Montagem – Águas Rasas*

Hipótese nº 10: Perda de estabilidade da embarcação de lançamento de linha em águas rasas (ex: BGL-1)

Hipótese nº 11: Queda/ colisão de helicópteros com a BGL-1

Hipótese nº 13: Ruptura do mangote/ linha de transferência de óleo durante a transferência entre a embarcação de apoio e a BGL-1

Hipótese nº 15: Queda de carga pesada durante a transferência entre embarcação BGL-1 e barcos de suprimento

♦ *Gasoduto de Exportação – Fase de Construção de Montagem – Águas Profundas*

Hipótese nº 16: Perda de estabilidade devido à colisão entre a embarcação Skandi Navica e outras embarcações

Hipótese nº 17: Queda/ colisão de helicópteros com a embarcação Skandi Navica

Hipótese nº 19: Ruptura do mangote/ linha de transferência de óleo durante a transferência entre a embarcação de apoio e a Skandi Navica

Hipótese nº 21: Queda de carga pesada durante a transferência entre embarcação Skandi Navica e barcos de suprimento

- ◆ *Gasoduto de Exportação do FPSO até o PLET/PLEM – Fase de Produção (Trecho marítimo do gasoduto de exportação interligando o FPSO Capixaba até a saída do furo direcional incluindo a interligação do gasoduto do FPSO até o PLET/PLEM e o Gasoduto Sul Capixaba)*

Hipótese nº 22: Ruptura do gasoduto de exportação no trecho entre o FPSO e o PLET/PLEM

Hipótese nº 26: Ruptura do gasoduto de exportação no trecho entre o PLET/PLEM até a saída do furo direcional

- ◆ *FPSO CAPIXABA – Fase de Posicionamento da Unidade no Local*

Hipótese nº 28: Posicionamento equivocado do FPSO CAPIXABA

- ◆ *FPSO CAPIXABA – Fase de Produção*

- ◆ Sistema de Amarras

Hipótese nº 29: Perda de manutenção de posição do FPSO CAPIXABA

- ◆ Sistema: *Riser/ Turret*

Hipótese nº 30: Ruptura da linha/ riser de produção

- ◆ *Sistema de Sistema de Separação (1º e 2º estágios) e Teste*

Hipótese nº 34: Ruptura de linha no sistema de separação

Hipótese nº 36: Ruptura do vaso separador trifásico HP V-T6201/ BP V-

T6201/ Teste V-T6204/ tratador eletrostático

Hipótese nº 39: Ruptura dos trocadores de calor E-6203/03/ E-T6201/ T6204

Hipótese nº 41: Ruptura dos resfriadores de óleo E-T6205

Hipótese nº 44: Vazamento de óleo através das bombas de transferência P-T6201 A/B

◆ *Sistema de Estocagem de Petróleo*

Hipótese nº 46: Ruptura de linha no sistema de estocagem de petróleo

Hipótese nº 48: Ruptura dos tanques de estocagem de petróleo

◆ *Sistema de Compressão de Gás*

Hipótese nº 54: Ruptura de linha no resfriador E-T7101

Hipótese nº 56: Ruptura de linha no compressor

Hipótese nº 58: Ruptura de linha do vaso de segurança V-7101 e vaso V-7111/41 *scrubber* do 1º estágio de compressão

Hipótese nº 61: Ruptura de linha do resfriador do 2º estágio E-T7111/41

Hipótese nº 63: Ruptura do vaso V-7111/ 41 *scrubber* do compressor do 2º estágio de compressão

Hipótese nº 65: Ruptura de linha do vaso V-7112/ 51 do resfriador do 2º. Estágio E-T7121/ 51

◆ *Sistema de Desidratação de Gás*

Hipótese nº 67: Ruptura de linha de gás no sistema de desidratação de gás

Hipótese nº 69: Ruptura da torre de TEG C-7201

Hipótese nº 71: Ruptura do vaso separador de entrada da torre de TEG C-7201

Hipótese nº 73 Ruptura da linha de TEG do vaso de desidratação C-T7201

Hipótese nº 75: Ruptura de linha de gás do vaso de desidratação C-T7201

◆ *Sistema de Gás Combustível*

Hipótese nº 76: Ruptura de linha dos trocadores de calor E-T7701/ 03

Hipótese nº 78: Ruptura do vaso pulmão V-T7701 de gás combustível de alta pressão (HP)

Hipótese nº 79: Ruptura das linhas do vaso pulmão V-T7701 de gás combustível de alta pressão (HP)

◆ *Sistema de Flare de Alta (HP) e Baixa (LP)*

Hipótese nº 83: Ruptura de linha principal de suprimento do sistema de flare de alta (HP) e de baixa (LP)

Hipótese nº 85: Ruptura do vaso coletor principal/ secundário de alta/ baixa pressão

◆ *Sistema de Drenagem*

Hipótese nº 90: Ruptura do vaso de drenagem

◆ *Sistema de Exportação de Óleo / Offloading*

Hipótese nº 95: Ruptura de linha do sistema de exportação de óleo (*offloading*)

Hipótese nº99: Ruptura do mangote de transferência entre o FPSO CAPIXABA e o navio aliviador

Hipótese nº100: Desconexão do mangote de transferência entre o FPSO CAPIXABA e o navio aliviador

Hipótese nº 101: Colisão de embarcação mensageira do FPSO CAPIXABA com o navio aliviador/ embarcação mensageira

◆ *Sistema de Recebimento, Estocagem de Óleo Diesel*

Hipótese nº 102: Ruptura do mangote de transferência entre o navio de apoio e o FPSO CAPIXABA

Hipótese nº 103: Desconexão do mangote de transferência entre o navio de apoio e o FPSO CAPIXABA

◆ *Sistema de Estabilidade da Unidade FPSO CAPIXABA*

Hipótese nº 105: Perda de estabilidade do FPSO CAPIXABA

◆ *Sistema Heliponto*

Hipótese nº 106: Queda/ colisão de helicóptero com o FPSO CAPIXABA

◆ *Barco de Suprimento, Navio mensageiro, Navio Aliviador – Fase de Produção*

Hipótese nº 107: Perda de estabilidade do barco de suprimento/ Navio Aliviador/ Navio Mensageiro

VII. GERENCIAMENTO DE RISCOS AMBIENTAIS

VII.1 – Medidas para Gerenciamento de Riscos

As medidas preventivas / mitigadoras dos riscos são sugeridas, prioritariamente, para os eventos cujos riscos são considerados como inaceitáveis. Estas medidas visam à redução da probabilidade de ocorrência e/ou a magnitude de suas conseqüências das hipóteses acidentais identificadas.

Embora nenhuma das Hipóteses Acidentais identificadas neste estudo tenha sido classificada como Risco Alto, quando da aplicação da técnica APP, foram indicadas medidas preventivas e/ou mitigadoras, independentemente do grau de risco. Estas medidas já são adotadas pela PETROBRAS:

A seguir é apresentada a Matriz de Gerenciamento de Riscos. Apresentando-se as Hipóteses Acidentais às quais as medidas mitigadoras estão relacionadas.

Tabela VII.1-1 - Lista de Medidas Preventivas/Mitigadoras

Número	Hipóteses Acidentais	Descrição
M1	2, 4, 6, 7, 8, 9, 12, 14, 18, 20, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 30, 31, 32, 33, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 53, 54, 55, 57, 59, 60, 62, 64, 66, 68, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 83, 84, 88, 89, 90, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103 e 104.	Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas.

Número	Hipóteses Acidentais	Descrição
M2	6, 7, 8, 9, 23, 24, 25, 26, 27, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 59, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106 e 107.	Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (sensores, alarmes, válvulas de alívio, geradores de emergência, radar, sistemas de inundação etc).
M3	1, 3, 4, 5, 10, 11, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 25, 26, 27, 28, 54, 56, 58, 61, 69, 70, 71, 72, 73, 74, e 75.	Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada.
M4	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 53, 54, 55, 56, 58, 61, 63, 65, 67, 69, 70, 73, 75, 76, 78, 79, 82, 83, 85, 86, 88, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106 e 107.	<p>Seguir os Procedimentos Operacionais estabelecidos para cada atividade, tais como:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Observar continuamente o radar - Consultar Cartas Náuticas - Restringir o uso de guindaste durante as operações de aterrissagem / decolagem de helicóptero - Plano de Ancoragem - aproximação entre embarcações - Garantia do cumprimento das normas de proteção ao voo de aeronaves nas proximidades de embarcações pelas empresas contratadas - Garantia do cumprimento do plano de manutenção de helicópteros pelas empresas contratadas - Comunicação entre embarcação e o helicóptero antes da decolagem / aterrissagem - Garantia da disponibilidade do sistema de coleta e descarte de Efluentes - Transferência de produtos entre embarcações - Cumprir procedimento operacional relativo ao abastecimento de óleo diesel. - Procedimentos de realização de testes hidrostáticos - Movimentação de carga.

Número	Hipóteses Acidentais	Descrição
M5	1, 10, 11, 17, 26, 27, 28, 29, 34, 48, 56, 58, 69, 70, 71, 72, 73, 75, 76, 77, 79, 83, 88, 91, 95, 106 e 107.	Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores.
M6	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 26, 27, 28, 30, 39, 41, 46, 48, 49, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 82, 83, 85, 88, 90, 91, 95, 99, 100, 101, 102, 103, 105, 106 e 107.	Seguir programa de treinamento para as situações de emergência.
M7	Todas.	Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente.
M8	22.	Seguir as normas de construção de dutos submarinos
M9	29.	Adquirir correntes e amarras de fornecedores certificados
M10	1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 30, 31, 34, 36, 39, 41, 44, 46, 48, 49, 50, 51, 52, 54, 78, 85, 90, 94, 95, 100 e 101.	Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i>
M11	1, 2, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 28, 29, 30, 34, 36, 39, 41, 43, 46, 48, 49, 50, 51, 52, 54, 95, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106 e 107.	Acionar o Plano de Emergência Individual – PEI.

Número	Hipóteses Acidentais	Descrição
M12	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 30, 34, 36, 39, 40, 44, 46, 48, 49, 50, 51, 52, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 78, 79, 83, 90, 95, 99, 100 e 101.	Acionar o Plano de Contingência/ Emergência da Unidade Marítima de Produção / Barco de Suprimento / Navio Aliviador.

VII.2 – Matriz de Gerenciamento de Riscos

A seguir é apresentada a Matriz de Gerenciamento de Riscos, associando-se o Item do PGR ao qual as medidas mitigadoras apresentadas anteriormente encontram-se relacionadas.

Maiores detalhes serão descritos nos documentos específicos (AGR/PEI) dos empreendimentos que servirão de subsídio para emissão da Licença de Instalação- LI e Licença de Operação -LO específica de cada Unidade Marítima envolvida.

Quadro VII.2-1 - Matriz de Gerenciamento de Riscos.

Medidas Preventivas e/ou Mitigadoras			Item relacionado ao PGR
Nº	Descrição	Situação	
M1	Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas	Procedimentos de inspeção e manutenção (preventiva e corretiva) em elaboração/ revisão pela PETROBRAS para a operação do FPSO, sendo estes comumente empregados em todas as instalações <i>offshore</i> sob sua responsabilidade desde o início da produção.	Inspeção e Manutenção

Medidas Preventivas e/ou Mitigadoras			Item relacionado ao PGR
Nº	Descrição	Situação	
M2	Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (sensores, alarmes, válvulas de alívio, geradores de emergência, radar, sistemas de inundação etc)	Procedimentos de inspeção e manutenção (preventiva e corretiva) em elaboração/ revisão pela PETROBRAS para a operação a operação do FPSO, sendo estes comumente empregados em todas as instalações <i>offshore</i> sob sua responsabilidade desde o início da produção.	Inspeção e Manutenção
M3	Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada	Procedimentos de seleção e contratação de terceiros segundo critérios já estabelecidos pela, sendo comumente empregados em todas as instalações <i>offshore</i> sob sua responsabilidade.	Contratação de Terceiros
M4	Seguir os procedimentos operacionais estabelecidos para cada atividade	Procedimentos operacionais em elaboração/ revisão pela PETROBRAS para a operação da a operação do FPSO, sendo estes comumente empregados em todas as instalações <i>offshore</i> sob sua responsabilidade desde o início de sua operação.	Capacitação Técnica
M5	Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores	Todo o pessoal de operação a operação do FPSO possui capacitação e experiência, seguindo o programa de treinamento e atualização estabelecido pela PETROBRAS, sendo comumente empregado em todas as instalações <i>offshore</i> sob sua responsabilidade desde o início de sua operação.	Capacitação Técnica
M6	Seguir programa de treinamento para as situações de emergência	O treinamento será realizado periodicamente pela equipe da unidade de produção FPSO de acordo com os padrões estabelecidos pela PETROBRAS desde o início de sua operação.	Plano de Ação de Emergência

Medidas Preventivas e/ou Mitigadoras			Item relacionado ao PGR
Nº	Descrição	Situação	
M7	Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente	Procedimentos já estabelecidos pela PETROBRAS, sendo comumente adotado em todas as instalações <i>offshore</i> sob sua responsabilidade desde o início de sua operação.	Registro e Investigação de Acidentes
M8	Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP	O Plano encontra-se revisado e implantado no FPSO de acordo com os procedimentos estabelecidos no MARPOL 73/78.	Plano de Ação de Emergência – PAE (SOPEP)
M9	Acionar o Plano de Emergência Individual – PEI	O Plano de Ação de Emergência Individual já está elaborado e estará implantado no FPSO de acordo com os padrões estabelecidos pelo CONAMA 296 quando do início da produção	Plano de Ação de Emergência – PAE (PEI)
M10	Acionar o Plano de Contingência da Unidade Marítima de Produção/ Barco de Suprimento/ Navio Mensageiro/ Navio Aliviador	O Plano de Ação de Emergência já elaborado e implantado de acordo com os padrões estabelecidos pelo CONAMA 296 quando do início da produção do FPSO.	Plano de Ação de Emergência – PAE

VII.3 – Gerenciamento dos Riscos Residuais

Como na construção/montagem e instalação deste empreendimento todas as medidas/recomendações sugeridas já são normalmente adotadas pela PETROBRAS, não há necessidade da reavaliação dos riscos, pois a Matriz de Risco Final (considerando a adoção das medidas sugeridas) é igual a Matriz de Risco já apresentada.

VII.4 – Programa de Gerenciamento de Riscos - PGR

O Plano de Gerenciamento de Riscos – PGR apresenta, de forma resumida no Anexo VII.4-1 e seus anexos as informações relativas ao Plano de Gerenciamento de Riscos - PGR da Área Denominada Parque das Baleias e no Campo de Catuá.

Maiores detalhes serão descritos nos documentos específicos (AGR/PEI) dos empreendimentos que servirão de subsídio para emissão da Licença de Instalação- LI e Licença de Operação -LO específica de cada Unidade Marítima envolvida.

No Plano de Gerenciamento de Riscos – PGR estão apresentados, de forma sucinta, os elementos que o compõem, a saber:

- ◆ Definição de Atribuições ;
- ◆ Inspeções Periódicas ;
- ◆ Programas de Manutenção ;
- ◆ Capacitação Técnica ;
- ◆ Contratação de Terceiros ;
- ◆ Registro e Investigação de Acidentes ;
- ◆ Gerenciamento de Mudanças ;
- ◆ Sistema de Permissão de Trabalho.

VIII. BIBLIOGRAFIA

AMERICAN INSTITUTE OF CHEMICAL ENGINEERS. **Hazard Evaluation Procedures**. 1992.

DNV - TECHNICA. **Worldwide Offshore Accident Databank – WOAD / Statistical Report 1998**. DNV Technica Norge. Norway. 1999.

THE OIL INDUSTRY EXPLORATION & PRODUCTION FORUM. **E&P Forum Report nº 11.8/250**. 1996.

US MINERALS MANAGEMENT SERVICE. **Update of Comparative Occurrence for Offshore Oil Spills**. *Spill Science & Technology Bulletin*, Vol. 6. 2000.

CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE – **Desenvolvimento Integrado da Produção e Escoamento na Área Denominada Parque das Baleias e no Campo de Catuá, Bacia de Campos**. Documento PETROBRAS. UN-ES/ ATP-S/ ISUP. Agosto, 2007.

ANÁLISE DO ACIDENTE COM A PLATAFORMA P-36. Relatório da Comissão de Investigação ANP/ DPC (Agência Nacional de Petróleo). Julho 2001.

ANÁLISE DO ACIDENTE COM A UNIDADE ESTACIONÁRIA DE PRODUÇÃO, ESTOCAGEM E TRANSFERÊNCIA PETROBRAS XXXIV. Relatório da Comissão de Investigação ANP/ DPC (Agência Nacional de Petróleo). Janeiro 2003.

IX. GLOSSÁRIO

ANP	Agência Nacional do Petróleo.
APP	Análise Preliminar de Perigos.
E&P	Exploração e Produção.
Kit SOPEP	(<i>Shipboard Oil Pollution Emergency Plan</i>) - Conjunto de materiais e equipamentos para utilização em combate à poluição por óleo nos limites da embarcação exigido para navios e plataformas flutuantes pela convenção internacional MARPOL.
Mangote	Linha flexível utilizada para a transferência de óleo diesel da embarcação de apoio para a unidade marítima de produção.
FPSO	Plataforma de produção do tipo <i>Floating, Production, Storage, Offloading</i> - FPSO

X. EQUIPE TÉCNICA***Equipe da Empresa Consultora EIDOS do Brasil Ltda***

Profissional	Elizabeth do Nascimento Carvalho
Empresa	EIDOS do Brasil
Registro no Conselho de Classe	1989104417 - CREA/RJ
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	204259
Responsável pela(s) Seção(ões)	Todas
Assinatura	-----

Profissional	Luiz Lebarbenchon
Empresa	EIDOS do Brasil
Registro no Conselho de Classe	1194101305 - CREA/RJ
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	204238
Responsável pela(s) Seção(ões)	Todas
Assinatura	-----

Profissional	Dayse Maria Simplicio
Empresa	EIDOS do Brasil
Registro no Conselho de Classe	95-1-21123-5 - CREA/RJ
Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental	261353
Responsável pela(s) Seção(ões)	Todas
Assinatura	-----

Cópia do Cadastro Técnico Federal - Certificados de Registro

 <p>Ministério do Meio Ambiente Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis</p>  <p>CADASTRO TÉCNICO FEDERAL CERTIFICADO DE REGULARIDADE</p>			
Nr. de Cadastro:	CPF/CNPJ:	Emitido em:	Válido até:
204259	808.867.017-91	08/06/2007	08/09/2007
<p>Nome/Razão Social/Endereço</p> <p>Elizabeth do Nascimento Carvalho Rua Senador Dantas, nº75 sls 2015/2016 Centro RIO DE JANEIRO/RJ 20031-914</p> <p>Este certificado comprova a regularidade no</p> <p style="text-align: center;">Cadastro de Instrumentos de Defesa Ambiental</p> <p>Consultor Técnico Ambiental - Classe 5.0</p> <p>Auditoria Ambiental Gestão Ambiental Segurança do Trabalho Educação Ambiental</p>			
<p>Observações:</p> <p>1 - Este certificado não habilita o interessado ao exercício da(s) atividade(s) descrita(s), sendo necessário, conforme o caso de obtenção de licença, permissão ou autorização específica após análise técnica do IBAMA, do programa ou projeto correspondente.</p> <p>2 - No caso de encerramento de qualquer atividade especificada neste certificado, o interessado deverá comunicar ao IBAMA, obrigatoriamente, no prazo de 30 (trinta) dias, a ocorrência para atualização do sistema.</p> <p>3 - Este certificado não substitui a necessária licença ambiental emitida pelo órgão competente.</p> <p>4 - Este certificado não habilita o transporte de produtos ou subprodutos florestais e faunísticos.</p>		<p>A inclusão de Pessoas Físicas e Jurídicas no Cadastro Técnico Federal não implicará por parte do IBAMA e perante terceiros, em certificação de qualidade, nem juízo de valor de qualquer espécie.</p> <p style="text-align: center;">Autenticação</p> <p style="text-align: center;">q4nr.75t5.baxu.spzx</p>	

 Ministério do Meio Ambiente Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis 			
CADASTRO TÉCNICO FEDERAL CERTIFICADO DE REGULARIDADE			
Nr. de Cadastro:	CPF/CNPJ:	Emitido em:	Válido até:
204238	402.760.829-15	08/06/2007	08/09/2007
Nome/Razão Social/Endereço Luiz Faria Lebarbenchon R. Sen. Dantas, 75 sls 2015/2016 Centro RIO DE JANEIRO/RJ 20031-914			
Este certificado comprova a regularidade no <p style="text-align: center;">Cadastro de Instrumentos de Defesa Ambiental</p> <p>Consultor Técnico Ambiental - Classe 5.0</p> <p>Auditoria Ambiental Educação Ambiental Segurança do Trabalho Gestão Ambiental</p>			
Observações: 1 - Este certificado não habilita o interessado ao exercício da(s) atividade(s) descrita(s), sendo necessário, conforme o caso de obtenção de licença, permissão ou autorização específica após análise técnica do IBAMA, do programa ou projeto correspondente. 2 - No caso de encerramento de qualquer atividade especificada neste certificado, o interessado deverá comunicar ao IBAMA, obrigatoriamente, no prazo de 30 (trinta) dias, a ocorrência para atualização do sistema. 3 - Este certificado não substitui a necessária licença ambiental emitida pelo órgão competente. 4 - Este certificado não habilita o transporte de produtos ou subprodutos florestais e faunísticos.		A inclusão de Pessoas Físicas e Jurídicas no Cadastro Técnico Federal não implicará por parte do IBAMA e perante terceiros, em certificação de qualidade, nem juízo de valor de qualquer espécie. <p style="text-align: center;">Autenticação</p> <p style="text-align: center;">i27f.f5gg.hmcp.238b</p>	

 <p>Ministério do Meio Ambiente Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis</p>			
<p>CADASTRO TÉCNICO FEDERAL CERTIFICADO DE REGULARIDADE</p>			
Nr. de Cadastro:	CPF/CNPJ:	Emitido em:	Válido até:
261353	734.503.757-68	08/06/2007	08/09/2007
<p>Nome/Razão Social/Endereço</p> <p>Dayse Maria Pereira Simplicio Rua Senador Dantas, 75 sl 2015/2016 Centro RIO DE JANEIRO/RJ 20031-914</p>			
<p>Este certificado comprova a regularidade no</p> <p style="text-align: center;">Cadastro de Instrumentos de Defesa Ambiental</p> <p>Consultor Técnico Ambiental - Classe 5.0</p> <p>Auditoria Ambiental Educação Ambiental Segurança do Trabalho Gestão Ambiental</p>			
<p>Observações:</p> <p>1 - Este certificado não habilita o interessado ao exercício da(s) atividade(s) descrita(s), sendo necessário, conforme o caso de obtenção de licença, permissão ou autorização específica após análise técnica do IBAMA, do programa ou projeto correspondente.</p> <p>2 - No caso de encerramento de qualquer atividade especificada neste certificado, o interessado deverá comunicar ao IBAMA, obrigatoriamente, no prazo de 30 (trinta) dias, a ocorrência para atualização do sistema.</p> <p>3 - Este certificado não substitui a necessária licença ambiental emitida pelo órgão competente.</p> <p>4 - Este certificado não habilita o transporte de produtos ou subprodutos florestais e faunísticos.</p>		<p>A inclusão de Pessoas Físicas e Jurídicas no Cadastro Técnico Federal não implicará por parte do IBAMA e perante terceiros, em certificação de qualidade, nem juízo de valor de qualquer espécie.</p> <p style="text-align: center;">Autenticação</p> <p style="text-align: center;">phjg.57i6.ztah.xhh7</p>	

ANEXOS

Anexo VI.5.2-1- Dados de Referência na Aplicação da APP e Planilhas de APP

Anexo VI.5.2-2- Planta Arranjo Geral (*Vessel – General Arrangement Plant*)

Anexo VI.5.2-3- Planta de Equipamentos e Rotas de Fuga (*Topside Overall / Equipment & Escape Route Layout*)

Anexo VI.5.2-4 - Fluxogramas de Engenharia – FPSO CAPIXABA

Anexo VII.4-1 – Programa de Gerenciamento de Riscos e seus anexos

ANEXO VI.5.2-1
Dados de Referência na Aplicação da APP e
Planilhas da APP – Análise Preliminar de Perigo

DADOS DE REFERÊNCIA NA APLICAÇÃO DA APP

A) Na avaliação das Probabilidades/ Freqüências de Ocorrências, além das freqüências apresentadas na Análise Histórica, as seguintes informações foram também consideradas:

- **Risk Based Inspection Base Resource Document - Section 8 – Equipment Failure Frequencies**

Tabela 1: Freqüência de vazamento (oc/ano) vs Tipo de equipamento

Equipamento	Pequeno Vazamento (furo de 1")	Ruptura
Filtro	1,0E-04	1,0E-05
Bombas	5,0E-04	1,0E-04
Vaso de pressão	1,0E-04	6,0E-06
Tanque Atmosférico	1,0E-04	2,0E-05
Tubulação, por metro	1,3E-07	2,6E-07
Trocador de calor (casco)	3,0E-04	6,0E-06
Trocador de calor (tubo)	3,0E-04	6,0E-06

- **Loss Prevention in the Process Industries (Frank P. Lees) – APPENDIX 14 - Failure and Event Data**

Tabela 2: Freqüência de vazamento (oc/ano) vs Tipo de equipamento

Equipamento	Vazamento Externo	Ruptura
Válvula	2,6E-04	8,8E-05

- **Loss Prevention in the Process Industries (Frank P. Lees) – APPENDIX 14 - Failure and Event Data**

Tabela 3: Freqüência de vazamento (oc/ano) vs Tipo de equipamento

Equipamento	Modo de Falha	Freqüência
PSV (<i>Pressure Safety Valve</i>)	Abertura Indevida	2,16E-02
	Emperrada	4,32E-03

B) Na avaliação dos possíveis volumes de óleo vazados foram feitas as seguintes considerações:

- De modo a tornar conservativa a AGR do empreendimento de referência, ao longo do desenvolvimento desta foi necessária a definição das seguintes premissas:
 - ❖ Maior vazão do poço produtor: 4.153,9 m³/dia (Baleia Azul);
 - ❖ Maior linha de produção: 8,8 km (Fase 2 de Jubarte no trecho entre o poço produtor ProdL e a UEP);
 - ❖ Maior profundidade: 1.950 m (Catuá);
 - ❖ Maior comprimento entre o FPSO e o PLEM/ PLET: 60 km (Catuá);
 - ❖ No Gasoduto Sul Capixaba em sua fase de operação não se espera a presença de condensado. Como caso hipotético mais conservativo foi avaliado o escoamento somente do gás produzido no Campo de Catuá, resultando em um volume de condensado para o vazamento igual a 115,3 m³. Tal situação é a mais crítica daquelas possíveis dado que o gás exportado deste campo é mais rico dentre aqueles considerados no projeto.
 - ❖ Este volume de vazamento também foi considerado no gasoduto de exportação de gás produzido no FPSO no trecho marítimo até o PLET/PLEM;
 - ❖ Maiores detalhes serão descritos nos documentos específicos (AGR/PEI) dos empreendimentos que servirão de subsídio para emissão da Licença de Instalação- LI e Licença de Operação - LO específica de cada Unidade Marítima envolvida.
-

C) Cálculos dos Volumes

1. Perda de Estabilidade da Embarcação LSV durante a operação de lançamento de linhas - Hipótese Acidental N^o 1.
Estimativa: variável superior a 200 m³ – capacidade média dos tanques de óleo combustível da embarcação lançadora de linha^a
2. Vazamento de óleo por furo do mangote de transferência de óleo diesel para a embarcação LSV - Hipótese Acidental N^o 2
Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.
3. Ruptura do mangote ou a linha de abastecimento de óleo diesel devido a erro operacional - Hipótese Acidental N^o 3
Estimativa: 2,75 m³ (vazão de 50 m³/h durante 180 segundos + volume da linha (diâmetro de 4" e comprimento de 30 metros).
4. Transbordamento do tanque de óleo diesel no abastecimento da embarcação LSV - Hipótese Acidental N^o 4
Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.
5. Queda de produtos durante o transferência entre a Embarcação LSV e o barco de suprimento - Hipótese Acidental N^o 5
Estimativa: variável inferior a 200 m³ – capacidade média dos tanques de óleo diesel de um rebocador/embarcação auxiliar
6. Vazamento de óleo/gás na linha de produção submarina - Hipótese Acidental N^o 6.
Estimativa 1: 160,5 m³ com sistema de bloqueio e controle disponível
- vazão de 4153,9^b m³/dia durante 20 segundos + volume do *flowline*

^a A embarcação *Seaway Condor* possui a capacidade de armazenamento equivalente a 1.397 m³ de óleo combustível.

^b A vazão corresponde à produção do poço de maior vazão: Poço de Baleia Azul = 4.153,9 m³/dia

de maior comprimento (diâmetro de 6" e comprimento de 8.800 metros).

Estimativa 2: 124.617 m³ - sistema de bloqueio e controle indisponível (*blowout* = vazão do poço de Baleia Azul durante 30 dias).

7. Ruptura da linha/ *riser* de produção submarina - Hipótese Acidental Nº 7.

Estimativa 1: 37,44 m³ com sistema de bloqueio e controle disponível - vazão de 4153,9 m³/dia durante 20 segundos + volume do *riser* (diâmetro de 6" e comprimento de 2.000^c metros).

Estimativa 2: 124.617 m³ - sistema de bloqueio e controle indisponível (*blowout* = vazão do poço de Baleia Azul durante 30 dias).

8. Furo na linha/ *riser* de produção submarina - Hipóteses Acidentais Nºs 8 e 9.

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

9. Perda de Estabilidade da BGL-1 (águas rasas) durante o lançamento do gasoduto de exportação - Hipótese Acidental Nº 10

Estimativa: variável inferior a 200 m³ – capacidade média dos tanques de óleo diesel de um rebocador/embarcação auxiliar

10. Furo na linha de abastecimento de óleo diesel - Hipótese Acidental Nº 12

Estimativa: volume variável inferior a 2 m³.

11. Ruptura da linha de abastecimento de óleo diesel - Hipótese Acidental Nº 13

Estimativa: 2,75 m³ (vazão de 50 m³/h durante 180 segundos + volume da linha (diâmetro de 4" e comprimento de 30 metros).

^c O comprimento de 2000m foi adotado como comprimento de referência.

-
12. Transbordamento do tanque de óleo diesel no abastecimento da embarcação LSV - Hipótese Acidental Nº 14
Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.
13. Queda de produtos durante a transferência entre a Embarcação BGL-1 e o barco de suprimento - Hipótese Acidental Nº 15
Estimativa: variável entre 8 e 200 m³ – capacidade média dos tanques de óleo diesel
14. Perda de Estabilidade da embarcação Skandi Navica (águas profundas) durante o lançamento do gasoduto de exportação - Hipótese Acidental Nº 16.
Estimativa: variável inferior a 200 m³ – capacidade média dos tanques de óleo diesel de um rebocador/ embarcação auxiliar
15. Furo na linha de abastecimento de óleo diesel da embarcação Skandi Navica - Hipótese Acidental Nº 18
Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.
16. Ruptura do mangote ou a linha de abastecimento de óleo diesel - Hipótese Acidental Nº 19
Estimativa: 2,75 m³ (vazão de 50 m³/h durante 180 segundos + volume da linha (diâmetro de 4" e comprimento de 30 metros).
17. Transbordamento do tanque de óleo diesel no abastecimento da embarcação Skandi Navica - Hipótese Acidental Nº 20
Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.
18. Queda de carga durante a transferência entre a embarcação Skandi Navica e o barco de suprimento - Hipótese Acidental Nº 21
Estimativa: variável entre 8 e 200 m³ – capacidade média dos tanques de óleo diesel
-

-
19. Ruptura do gasoduto de exportação - Hipótese Acidental Nº 22
Estimativa: 115, 3 m³ (volume de condensado de Catuá no caso de vazamento no gasoduto).
20. Furo no gasoduto de exportação - Hipótese Acidental Nº 23
Estimativa: variável entre 2 e 8 m³.
21. Vazamento de óleo/gás no PLET - Hipótese Acidental Nº 24
Estimativa: variável entre 2 e 8 m³.
22. Vazamento de óleo/gás no PLEM - Hipótese Acidental Nº 25.
Estimativa: variável entre 2 e 8 m³.
23. Ruptura do gasoduto no trecho entre o PLEM/ PLET até a saída do furo direcional - Hipótese Acidental Nº 26.
Estimativa: 115, 3 m³ (volume de condensado de Catuá no caso de vazamento no gasoduto).
24. Furo no gasoduto no trecho entre o PLEM/ PLET até a saída do furo direcional - Hipótese Acidental Nº 27.
Estimativa: variável entre 2 e 8m³.
25. Vazamento de óleo/gás devido a erro no lançamento dos torpedos ou das amarras - Hipótese Acidental Nº 28
Estimativa: variável inferior a 200 m³.
26. Vazamento de óleo/gás devido perda da manutenção da posição do FPSO - Hipótese Acidental Nº29.
Estimativa: variável inferior a 200 m³.
27. Ruptura do *riser* linha de produção submarina devido a choque mecânico, sobrepressão etc - Hipótese Acidental Nº 30.
-

Estimativa 1: 38,50 m³ com sistema de bloqueio e controle disponível - vazão de 2400 m³/dia durante 20 segundos + volume do riser (diâmetro de 24" e comprimento de 130 metros).

Estimativa 2: 124.617 m³ - sistema de bloqueio e controle indisponível (*blowout* = vazão do poço de Baleia Azul durante 30 dias).

28. Vazamentos na linha de produção – Hipóteses Acidentais N^{os} 31, 32 e 33.

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

29. Ruptura de linha do separador de produção - Hipótese Acidental N^o 34.

Estimativa: volume do vaso inferior a 200 m³.

30. Furo na linha do separador de produção - Hipótese Acidental N^o 35

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

31. Ruptura do vaso separador trifásico HP V-T6201/ separador trifásico BP V-T6202/ vaso separador de teste V-T6204 / Tratador eletrostático V-T6203 de produção - Hipótese Acidental N^o 36.

Estimativa: volume variável entre 8 e 200 m³.

32. Vazamento através de furo no vaso separador trifásico HP V-T6201/ separador trifásico BP V-T6202/ vaso separador de teste V-T6204 / Tratador eletrostático V-T6203 de produção - Hipótese Acidental N^o 37.

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

33. Vazamento de óleo através de furo na linha dos trocadores E-T6202/03, pré-aquecedor E-T6201/Aquecedor de teste E-T6204 - Hipótese Acidental N^o 38.

Estimativa: 9 m³ – vazão de produção total da unidade 9.540 m³/dia durante 1 minuto + volume contido nas linhas e equipamentos envolvidos (valores aproximados).

34. Ruptura dos trocadores de calor E-T6202/03, pré-aquecedor E-T6201/Aquecedor de teste E-T6204 - Hipótese Acidental N^o 39.

Estimativa: volume variável entre 8 e 200 m³.

35. Vazamento de óleo através de furo nas linhas dos trocadores E-T6205 - Hipótese Acidental N^o 40

36. Ruptura dos trocadores E-T6205 - Hipótese Acidental N^o 41.

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

37. Vazamento de óleo através de válvulas, juntas e conexões - Hipótese Acidental N^o 42

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

38. Vazamento de óleo através das bombas de transferência P-T6201 A/B - Hipótese Acidental N^o 43.

Estimativa: volume variável entre 8 e 200 m³.

39. Vazamento de gás devido a abertura indevida da PSV - Hipótese Acidental N^o 43.

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

40. Ruptura da linha de transferência de petróleo - Hipótese Acidental N^o 46.

Estimativa: 78,4 m³ – vazão de 1500 m³/h durante 20 segundos + volume do mangote (diâmetro de 24" e comprimento aproximado de 130 metros).

41. Furo na linha de transferência de petróleo - Hipótese Acidental N^o 47.

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

42. Ruptura de tanque de estocagem - Hipótese Acidental N^o 48.

Estimativa: 33.160 m³ - volume do tanque de estocagem de maior capacidade.

43. Furo nos tanques de estocagem - Hipótese Acidental N^o 49.

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

44. Furo nas linhas do sistema de estocagem de petróleo - Hipótese Acidental N^o 50.

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

45. Vazamento de óleo nas bombas de transferência - Hipótese Acidental N^o 51.

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

46. Vazamento de óleo através da abertura indevida da PSV - Hipótese Acidental N^o 52.

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

47. Vazamentos de gás através de furo nas linhas do resfriador de gás E-T7101 - Hipótese Acidental N^o 53.

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

48. Ruptura de linhas do resfriador E-T7101 - Hipótese Acidental N^o 54.

Estimativa: volume variável entre 8 e 200 m³.

49. Vazamentos de gás nas linhas de transferência do sistema de compressão de gás - Hipótese Acidental N^o 55

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

50. Ruptura de linha no 1º estágio do sistema de compressão de gás - Hipótese Acidental Nº 56.

Estimativa: volume variável entre 8 e 200 m³.

51. Vazamentos de gás nos vasos V-T7101 e vaso V-T7111/71 - Hipótese Acidental Nº 57.

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

52. Ruptura dos vasos V-T7101 e vaso V-T7111/71 - Hipótese Acidental Nº 58.

Estimativa: volume variável entre 8 e 200 m³.

53. Vazamentos de gás nos compressores - Hipótese Acidental Nº 59.

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

54. Vazamento de gás na linha do 2º estágio do sistema de compressão de gás - Hipótese Acidental Nº 60.

Estimativa: volume variável entre 8 e 200 m³.

55. Ruptura de linha no 2º estágio do sistema de compressão de gás - Hipótese Acidental Nº 61.

Estimativa: volume variável entre 8 e 200 m³.

56. Vazamentos de gás nos vasos V-T7111/41 - Hipótese Acidental Nº 62.

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

57. Ruptura do vaso V-T7111/41 - Hipótese Acidental Nº 63.

Estimativa: volume variável entre 8 e 200 m³.

58. Vazamentos de gás na linha do resfriador do 2º estágio E-T7121/51 - Hipótese Acidental Nº 64.

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

59. Ruptura de linha do resfriador do 2º estágio V-T7121/51 - Hipótese Acidental Nº 65.

Estimativa: volume variável entre 8 e 200 m³.

60. Vazamentos de gás na linha do sistema de desidratação de gás - Hipótese Acidental Nº 66.

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

61. Ruptura na linha do sistema de desidratação de gás - Hipótese Acidental Nº 67.

Estimativa: volume variável entre 8 e 200 m³.

62. Vazamento de TEG na linha da torre de TEG C-7201 - Hipótese Acidental Nº 68.

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

63. Ruptura na torre de TEG C-7201 - Hipótese Acidental Nº 69.

Estimativa: volume variável entre 8 e 200 m³.

64. Vazamento de TEG no vaso separador da entrada da torre de TEG C-7201 - Hipótese Acidental Nº 70.

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

65. Ruptura do vaso separador da entrada da torre de TEG C-7201 - Hipótese Acidental Nº 71.

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

66. Vazamento de TEG no vaso de desidratação C-7201 - Hipótese Acidental Nº 72.

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

67. Ruptura na linha de TEG do vaso de desidratação C-7201 - Hipótese Acidental Nº 73.

Estimativa: volume variável entre 8 e 200 m³.

68. Vazamento de TEG no vaso de desidratação C-7201 - Hipótese Acidental N^o 74.

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

69. Ruptura na linha de gás no vaso de desidratação C-T7201 - Hipótese Acidental N^o 75.

Estimativa: volume variável entre 8 e 200 m³.

70. Ruptura nas linhas dos trocadores E-T7701/03 - Hipótese Acidental N^o 76.

Estimativa: volume variável entre 8 e 200 m³.

71. Vazamentos de gás nas linhas dos trocadores E-T7701/03 - Hipótese Acidental N^o 77.

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

72. Ruptura do vaso pulmão V-T7701 - Hipótese Acidental N^o 78.

Estimativa: volume variável entre 8 e 200 m³.

73. Ruptura da linha do vaso pulmão de gás combustível de alta pressão (HP) V-7701 - Hipótese Acidental N^o 79.

Estimativa: volume variável entre 8 e 200 m³.

74. Vazamento no vaso pulmão de gás combustível de alta pressão (HP) V-7701 - Hipóteses Acidentais N^{os} 80, 81 e 82.

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

75. Ruptura da linha principal de suprimento do sistema de *flare* de alta e baixa - Hipótese Acidental N^o 83.

Estimativa: volume variável podendo ser igual ou superior 200 m³.

76. Vazamento de gás na linha de suprimento do sistema de *flare* de alta e baixa - Hipótese Acidental Nº 84.

Estimativa: inferior a 8 m³.

77. Ruptura do vaso coletor principal/ secundário do sistema de *flare* de alta e baixa - Hipótese Acidental Nº 85.

Estimativa: volume variável podendo ser igual ou superior 200 m³.

78. Vazamento no sistema de *flare* de alta e baixa - Hipóteses Acidentais Nºs 86 e 87.

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

79. Ruptura da linha do sistema de drenagem - Hipótese Acidental Nº 88.

Estimativa: volume variável entre 8 e 200 m³.

80. Vazamento na linha do sistema de drenagem – Hipótese Acidental Nº 89.

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

81. Ruptura do vaso de drenagem - Hipótese Acidental Nº 90.

Estimativa: volume variável entre 8 e 200 m³.

82. Vazamento no sistema de drenagem devido transbordamento do *sump tank* – Hipótese Acidental Nº 91.

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

83. Vazamento na linha do sistema de drenagem – Hipótese Acidental Nº 92.

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

84. Vazamento nas bombas do sistema de drenagem – Hipótese Acidental Nº 93.

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

-
85. Vazamento nas bombas de exportação - Hipótese Acidental N^o 94.
Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.
86. Ruptura da linha de exportação - Hipótese Acidental N^o 95.
Estimativa: 78,4 m³ – vazão de 1.500 m³/h durante 20 segundos + volume da linha de exportação (diâmetro de 20” e comprimento aproximado de 135 metros).
87. Vazamentos na linha de exportação de petróleo - Hipótese Acidental N^o 96.
Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.
88. Furo no mangote de transferência entre o FPSO e o Navio Aliviador - Hipótese Acidental N^o 97.
Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.
89. Ruptura/desconexão do mangote de transferência entre a FPSO e o Navio Aliviador - Hipóteses Acidentais N^{os} 98 e 99.
Estimativa: 51,6 m³ – vazão de 4.000 m³/h durante 20 segundos + volume da linha (diâmetro de 20” e comprimento aproximado de 250 metros).
90. Vazamento de óleo diesel devido a colisão do navio mensageiro com o FPSO ou com o Navio Aliviador - Hipótese Acidental N^o 100.
Estimativa 1: Volume variável, aproximadamente 50m³ - capacidade média de armazenagem do navio mensageiro.
Estimativa 2: Volume variável, aproximadamente 40.000m³ - capacidade média de armazenagem dos Navios Aliviadores.
91. Ruptura/desconexão do mangote de transferência de óleo diesel entre o Navio de Apoio e o FPSO - Hipóteses Acidentais N^{os} 101 e 102.
Estimativa: 2,75 m³ – vazão de 50 m³/h durante 180 segundos + volume do mangote (diâmetro de 4” e comprimento aproximado de 30 metros).
-

92. Vazamentos na linha de transferência entre o Navio de Apoio e a FPSO - Hipótese Acidental Nº 103.

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

93. Vazamentos na linha do sistema de recebimento e estocagem de óleo diesel - Hipótese Acidental Nº 104.

Estimativa: volume variável entre 2 e 8 m³.

94. Perda da estabilidade do FPSO - Hipótese Acidental Nº 105.

Estimativa 1: 33.160 m³, considerando-se os tanques de maior capacidade do FPSO CAPIXABA.

Estimativa 2: 328.341 m³, considerando-se a capacidade de todos os tanques do FPSO CAPIXABA.

95. Perda de estabilidade do barco de suprimento/ Navio Aliviador/ Navio Mensageiro – Hipótese Acidental Nº 107.

Estimativa 1: Volume variável, aproximadamente 500m³ - capacidade média dos tanques de armazenamento de óleo diesel dos Barcos de Suprimento.

Estimativa 2: Variável aproximadamente 40.000m³ - capacidade média dos tanques de armazenamento de óleo dos Navios Aliviadores.

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	1/92
INSTALAÇÃO	Linhas de produção/ injeção/ umbilicais/ anulares que interligam os poços produtores/ injetores à Unidade de Produção	FASE	Construção e Montagem – Lançamento por Embarcação de Lançamento de Linhas - LSV			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: Linhas entre o poço produção/ injeção e o FPSO. Entre o FPSO e os Poços produtores e entre o FPSO e poços injetores .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Perda de Estabilidade das Embarcações	<ul style="list-style-type: none"> • Colisão entre embarcações (Embarcação de lançamento de linhas - LSV, lancha, rebocadores, embarcação de apoio, navios de pesca, etc) devido a adversidades climáticas 	<ul style="list-style-type: none"> • Visual • Sonora • Radar • Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilidade de queda de equipamentos e produtos no mar (óleo diesel, lubrificante, etc) • Possibilidade de queda de homem ao mar • Possibilidade de incêndio • Possibilidade de emborcamento, adernamento e ou afundamento da embarcação 	D	IV	RM	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir o procedimento de observar continuamente o radar • Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	1
	<ul style="list-style-type: none"> • Colisão entre embarcações (Embarcação de lançamento de linhas - LSV, lancha, rebocadores, embarcação de apoio, navios de pesca, etc) devido a erro de operação 	<ul style="list-style-type: none"> • Visual • Sonora • Radar • Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilidade de queda de equipamentos e produtos no mar (óleo diesel, lubrificante, etc) • Possibilidade de queda de homem ao mar • Possibilidade de incêndio • Possibilidade de emborcamento, adernamento e ou afundamento da embarcação 				<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir os procedimentos previstos no Plano de Ancoragem • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	2/92
INSTALAÇÃO	Linhas de produção/ injeção/ umbilicais/ anulares que interligam os poços produtores/ injetores à Unidade de Produção	FASE	Construção e Montagem – Lançamento por Embarcação de Lançamento de Linhas - LSV			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: Linhas entre o poço produção/ injeção e o FPSO. Entre o FPSO e os Poços produtores e entre o FPSO e poços injetores .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Cont. Perda de Estabilidade das Embarcações	<ul style="list-style-type: none"> Erro de operação ou equipamento durante a distribuição de lastro ou carga na Embarcação de lançamento de linhas -LSV 	<ul style="list-style-type: none"> Visual Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> Possibilidade de queda de equipamentos e produtos no mar (óleo diesel, lubrificante, etc.) Possibilidade de queda de homem ao mar Possibilidade de incêndio Possibilidade de emborcamento, adernamento e ou afundamento da embarcação 	Ver pág. 1/ 92	Ver pág. 1/ 92	Ver pág. 1/ 92	<ul style="list-style-type: none"> Cumprir os procedimentos operacionais Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar 	1 (continuação)
	<ul style="list-style-type: none"> Encalhe da Embarcação de lançamento de linhas - LSV durante trajeto Porto / Campo de produção 	<ul style="list-style-type: none"> Visual Sonora Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> Possibilidade de queda de equipamentos e produtos no mar (óleo diesel, lubrificante, etc) Possibilidade de queda de homem ao mar Possibilidade de incêndio Possibilidade de emborcamento, adernamento e ou afundamento da embarcação 				<ul style="list-style-type: none"> Cumprir os procedimentos operacionais Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	
Furo no mangote ou linha de óleo diesel durante transferência embarcação de apoio / Embarcação de lançamento de linhas -LSV	<ul style="list-style-type: none"> Corrosão/ desgaste 	<ul style="list-style-type: none"> Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de óleo diesel com possibilidade de contaminação do mar 	C	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> Cumprir o procedimento operacional relativo a abastecimento de diesel Cumprir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	2

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	3/92
INSTALAÇÃO	Linhas de produção/ injeção/ umbilicais/ anulares que interligam os poços produtores/ injetores à Unidade de Produção	FASE	Construção e Montagem – Lançamento por Embarcação de Lançamento de Linhas - LSV			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: Linhas entre o poço produção/ injeção e o FPSO. Entre o FPSO e os Poços produtores e entre o FPSO e poços injetores .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Ruptura de mangote ou linha de óleo diesel durante transferência embarcação de apoio / Embarcação de lançamento de linhas -LSV	<ul style="list-style-type: none"> • Erro operacional 	<ul style="list-style-type: none"> • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de óleo diesel com possibilidade de contaminação do mar 	D	III	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir o procedimento operacional relativo a abastecimento de diesel • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado • Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	3
Transbordamento do tanque de diesel durante abastecimento da Embarcação de lançamento de linhas -LSV	<ul style="list-style-type: none"> • Erro operacional 	<ul style="list-style-type: none"> • Indicador de nível • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de óleo diesel com possibilidade de contaminação do mar 	D	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir o procedimento operacional relativo a abastecimento de diesel • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas • Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado • Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	4
Queda de cargas pesadas durante transferência entre embarcações (Embarcação de lançamento de linhas - LSV / barcos de suprimento)	<ul style="list-style-type: none"> • Erro operacional 	<ul style="list-style-type: none"> • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de equipamentos e/ou produtos com possibilidade de contaminação do mar • Possibilidade de lesões graves aos operadores 	D	III	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir procedimentos operacionais • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado • Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	5

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P					UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	4/92
INSTALAÇÃO	Linhas de produção/ injeção/ umbilicais/ anulares que interligam os poços produtores/ injetores à Unidade de Produção					FASE	Construção e Montagem – Lançamento por Embarcação de Lançamento de Linhas - LSV			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos					OBSERVAÇÕES: Linhas entre o poço produção/ injeção e o FPSO. Entre o FPSO e os Poços produtores e entre o FPSO e poços injetores .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
<p>Cont.</p> <p>Queda de cargas pesadas durante transferência entre embarcações (Embarcação de lançamento de linhas - LSV / barcos de suprimento</p>	<ul style="list-style-type: none"> Adversidades Climáticas 	<ul style="list-style-type: none"> Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de equipamentos e/ou produtos com possibilidade de contaminação do mar Possibilidade de lesões graves aos operadores 	<p>Ver pág. 3/ 92</p>	<p>Ver pág. 3/ 92</p>	<p>Ver pág. 3/ 92</p>	<ul style="list-style-type: none"> Cumprir os procedimentos previstos no Manual de Transferência de óleo Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	<p>5 (continuação)</p>

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	5/92
INSTALAÇÃO	Linhas de produção que interligam os poços produtores/ injetores à Unidade de Produção FPSO	FASE	Operação			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: Linhas entre o poço produção/ injeção e o FPSO. Entre o FPSO e os Poços produtores e entre o FPSO e poços injetores .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Vazamento de óleo / gás no trecho de linha entre os poços de produção de petróleo e o riser de produção do FPSO Capixaba (exclusive)	<ul style="list-style-type: none"> Falha na ANM (vertical ou horizontal) 	<ul style="list-style-type: none"> PSLL com fechamento automático das SDVs e SSVs Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Descontrole do Poço <i>blowout</i> se o sistema de bloqueio e controle estiver indisponível Perda de produto no mar; Danos materiais Parada de Produção 	C	IV	RM	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, EDP etc) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI Acionar o Plano de Contingência do FPSO Capixaba Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	6
	<ul style="list-style-type: none"> Ruptura da linha de produção por choque mecânico (por exemplo: queda de carga ou peça pesada) 	<ul style="list-style-type: none"> PSLL com fechamento automático das SDVs e SSVs Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Descontrole do Poço <i>blowout</i> se o sistema de bloqueio e controle estiver indisponível Perda de produto no mar; Danos materiais Parada de Produção 				<ul style="list-style-type: none"> Solicitar a inclusão das instalações em Cartas Náuticas; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, EDP etc) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI Acionar o Plano de Contingência do FPSO Capixaba Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	
	<ul style="list-style-type: none"> Sobrepresão - Falha da HV (<i>choke</i>) da ANM 	<ul style="list-style-type: none"> PSLL com fechamento automático das SDVs e SSVs Alarme Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Descontrole do Poço <i>blowout</i> se o sistema de bloqueio e controle estiver indisponível Perda de produto no mar; Danos materiais Parada de Produção 				<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas etc) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI Acionar o Plano de Contingência do FPSO Capixaba Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	6/92
INSTALAÇÃO	Linhas de produção que interligam os poços produtores/ injetores à Unidade de Produção FPSO	FASE	Operação			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: Linhas entre o poço produção/ injeção e o FPSO. Entre o FPSO e os Poços produtores e entre o FPSO e poços injetores .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL	
Cont. Vazamento de óleo / gás no trecho de linha entre os poços de produção de petróleo e o riser de produção do FPSO Capixaba (exclusive)	<ul style="list-style-type: none"> Sobrepessão devido a fechamento de válvula a jusante (erro de operação ou falha intrínseca) e falha da proteção (PSH sem fechamento automático das SDVs e alarme) 	<ul style="list-style-type: none"> PSLL com fechamento automático das SDVs e SSVs Alarme Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Descontrole do Poço <i>blowout</i> se o sistema de bloqueio e controle estiver indisponível Perda de produto no mar Danos materiais Parada de Produção 	Ver pág. 5/ 92	Ver pág. 5/ 92	Ver pág. 5/ 92	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores Seguir os procedimentos operacionais Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas etc) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o Plano de Contingência da FPSO CAPIXABA Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	6 (continuação)	
	<ul style="list-style-type: none"> Corrosão 	<ul style="list-style-type: none"> Alarme 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto no mar Danos materiais 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto no mar Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas etc) Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI 	
	<ul style="list-style-type: none"> Falha de material 	<ul style="list-style-type: none"> Alarme 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto no mar Danos materiais 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto no mar Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas Seguir os procedimentos para compra, inspeção, instalação e teste hidrostático Seguir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas etc) Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	7/92
INSTALAÇÃO	Linhas de produção que interligam os poços produtores/ injetores à Unidade de Produção FPSO	FASE	Operação			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: Linhas entre o poço produção/ injeção e o FPSO. Entre o FPSO e os Poços produtores e entre o FPSO e poços injetores .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Ruptura das linhas de produção / riser de produção	<ul style="list-style-type: none"> • Falha no sistema de ancoragem da unidade marítima (falha do sistema de computadores de bordo, monitoramento das amarras etc) 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLI com fechamento automático das SDVs e SSVs • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Descontrole do Poço, (<i>blowout</i>) se o sistema de bloqueio e controle estiver indisponível • Perda de produto no mar; • Danos materiais • Parada de Produção 	D	IV	RM	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, geradores, válvulas, EDP etc) • Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	7
	<ul style="list-style-type: none"> • Choque mecânico (por exemplo: queda de carga ou peça pesada) 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLI com fechamento automático das SDVs e SSVs • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Descontrole do Poço (<i>blowout</i>) se o sistema de bloqueio e controle estiver indisponível • Perda de produto no mar; • Danos materiais • Parada de Produção 				<ul style="list-style-type: none"> • Solicitar a inclusão das instalações em Cartas Náuticas; • Cumprir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, EDP etc) • Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	8/92
INSTALAÇÃO	Linhas de produção que interligam os poços produtores/ injetores à Unidade de Produção FPSO	FASE	Operação			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: Linhas entre o poço produção/ injeção e o FPSO. Entre o FPSO e os Poços produtores e entre o FPSO e poços injetores .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Cont. Ruptura das linhas de produção / riser de produção	<ul style="list-style-type: none"> Sobrepresão - Falha da HV (<i>choke</i>) 	<ul style="list-style-type: none"> PSLL com fechamento automático das SDVs e SSVs Alarme Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Descontrole do Poço <i>blowout</i> se o sistema de bloqueio e controle estiver indisponível Perda de produto no mar; Danos materiais Parada de Produção 	Ver pág. 7/92	Ver pág. 7/92	Ver pág. 7/92	<ul style="list-style-type: none"> Cumprir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Cumprir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas etc) Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	7 (continuação)
	<ul style="list-style-type: none"> Sobrepresão devido a fechamento de válvula a jusante (erro de operação ou falha intrínseca) e falha da proteção (PSH sem fechamento automático das SDVs e alarme) 	<ul style="list-style-type: none"> PSLL com fechamento automático das SDVs e SSVs Alarme Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Descontrole do Poço <i>blowout</i> se o sistema de bloqueio e controle estiver indisponível Perda de produto no mar Danos materiais Parada de Produção 				<ul style="list-style-type: none"> Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores Cumprir os procedimentos operacionais Cumprir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas Cumprir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas etc) Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	9/92
INSTALAÇÃO	Linhas de produção que interligam os poços produtores/ injetores à Unidade de Produção FPSO	FASE	Operação			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: Linhas entre o poço produção/ injeção e o FPSO. Entre o FPSO e os Poços produtores e entre o FPSO e poços injetores .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECCÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Furo no riser de produção	• Corrosão	• Alarme	• Perda de produto no mar • Danos materiais	C	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas • Cumprir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas etc) • Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar 	8
	• Falha de material	• Alarme	• Perda de produto no mar • Danos materiais				<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas • Cumprir os procedimentos para compra, inspeção, instalação e teste hidrostático • Cumprir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas etc) • Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	10/92
INSTALAÇÃO	Linhas de produção que interligam os poços produtores/ injetores à Unidade de Produção FPSO	FASE	Operação			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: Linhas entre o poço produção/ injeção e o FPSO. Entre o FPSO e os Poços produtores e entre o FPSO e poços injetores .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Cont. Furo no riser de produção	<ul style="list-style-type: none"> Ruptura de tomada de instrumento devido a choque mecânico ou perda da integridade física ou mecânica 	<ul style="list-style-type: none"> Alarme 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto no mar Danos materiais 	Ver pág. 9/ 92	Ver pág. 9/ 92	Ver pág. 9/ 92	<ul style="list-style-type: none"> Cumprir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas Cumprir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas etc) Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar 	8 (continuação)
Vazamentos em válvulas, juntas e conexões	<ul style="list-style-type: none"> Erro de montagem - acoplamento incorreto ou desgaste do material 	<ul style="list-style-type: none"> Alarme 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto no mar 	A	II	RM	<ul style="list-style-type: none"> Cumprir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas Cumprir programa de inspeção, manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas etc) Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar 	9

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	11/92
INSTALAÇÃO	Gasoduto de Exportação de Gás Natural produzido	FASE	Construção e Montagem – Lançamento por embarcação para lançamento em Águas Rasas (ex.: BGL-1)			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: Trecho Marítimo do Gasoduto de exportação interligando o FPSO ao PLEM/PLET e deste até a saída do furo direcional (até a lâmina de 40 m)				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Perda de Estabilidade das Embarcações	<ul style="list-style-type: none"> Colisão entre embarcações (BGL-1, rebocadores, embarcação de apoio, navios de pesca, etc) devido a adversidades climáticas 	<ul style="list-style-type: none"> Visual Sonora Radar Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> Possibilidade de queda de equipamentos e produtos no mar (óleo diesel, lubrificante, etc.) Possibilidade de queda de homem ao mar Possibilidade de incêndio Possibilidade de emborcamento, adernamento e ou afundamento da embarcação 	D	IV	RM	<ul style="list-style-type: none"> Cumprir o procedimento de observar continuamente o radar Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	10
	<ul style="list-style-type: none"> Colisão entre embarcações (BGL-1, rebocadores, embarcação de apoio, navios de pesca etc) devido a erro de operação 	<ul style="list-style-type: none"> Visual Sonora Radar Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> Possibilidade de queda de equipamentos e produtos no mar (óleo diesel, lubrificante, etc.) Possibilidade de queda de homem ao mar Possibilidade de incêndio Possibilidade de emborcamento, adernamento e ou afundamento da embarcação 				<ul style="list-style-type: none"> Cumprir o procedimento de observar continuamente o radar Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	
	<ul style="list-style-type: none"> Erro de operação ou equipamento durante a distribuição de lastro ou carga 	<ul style="list-style-type: none"> Visual Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> Possibilidade de queda de equipamentos e produtos no mar (óleo diesel, lubrificante, etc.) Possibilidade de queda de homem ao mar Possibilidade de incêndio Possibilidade de emborcamento, adernamento e ou afundamento da embarcação 				<ul style="list-style-type: none"> Cumprir os procedimentos operacionais Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P				UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	12/92
INSTALAÇÃO	Gasoduto de Exportação de Gás Natural produzido				FASE	Construção e Montagem – Lançamento por embarcação para lançamento em Águas Rasas (ex.: BGL-1)			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos				OBSERVAÇÕES: Trecho Marítimo do Gasoduto de exportação interligando o FPSO ao PLEM/PLET e deste até a saída do furo direcional (até a lâmina de 40 m)				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Cont. Perda de Estabilidade das Embarcações	<ul style="list-style-type: none"> • Encalhe durante trajeto Porto / Campo de produção 	<ul style="list-style-type: none"> • Visual • Sonora • Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilidade de queda de equipamentos e produtos no mar (óleo diesel, lubrificante, etc.) • Possibilidade de queda de homem ao mar • Possibilidade de incêndio • Possibilidade de emborcamento, adernamento e ou afundamento da embarcação 	Ver pág. 11/92	Ver pág. 11/92	Ver pág. 11/92	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir os procedimentos operacionais • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	10 (continuação)
Queda/ Colisão de helicóptero com a BGL-1	<ul style="list-style-type: none"> • Erro operacional ou do equipamento durante a aterrissagem ou decolagem 	<ul style="list-style-type: none"> • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilidade de colisão com equipamentos / estruturas da Unidade • Possibilidade de incêndio/explosão • Possibilidade de queda do helicóptero no mar 	D	III	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir os procedimentos de comunicação entre helicóptero e navio antes de decolar ou aterrissar • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	11

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	13/92
INSTALAÇÃO	Gasoduto de Exportação de Gás Natural produzido	FASE	Construção e Montagem – Lançamento por embarcação para lançamento em Águas Rasas (ex.: BGL-1)			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: Trecho Marítimo do Gasoduto de exportação interligando o FPSO ao PLEM/PLET e deste até a saída do furo direcional (até a lâmina de 40 m)				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Cont. Queda/ Colisão de helicóptero com a BGL-1	• Choque com guindaste da BGL-1	• Visual	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilidade de colisão com equipamentos / estruturas da Unidade • Possibilidade de incêndio/explosão • Possibilidade de queda do helicóptero no mar 	Ver pág. 12/ 92	Ver pág. 12/ 92	Ver pág. 12/ 92	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir os procedimentos de restringir o uso dos guindastes durante as operações de aterrissagem/decolagem do helicóptero • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	11 (continuação)
	• Condição climática adversa	• Visual	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilidade de colisão com equipamentos / estruturas da Unidade • Possibilidade de incêndio/explosão • Possibilidade de queda do helicóptero no mar 				<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir os procedimentos operacionais (atender as condições climáticas limites) • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P				UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	14/92
INSTALAÇÃO	Gasoduto de Exportação de Gás Natural produzido				FASE	Construção e Montagem – Lançamento por embarcação para lançamento em Águas Rasas (ex.: BGL-1)			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos				OBSERVAÇÕES: Trecho Marítimo do Gasoduto de exportação interligando o FPSO ao PLEM/PLET e deste até a saída do furo direcional (até a lâmina de 40 m)				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Furo no mangote ou linha de óleo diesel durante transferência embarcação de apoio / BGL-1	<ul style="list-style-type: none"> Corrosão/ desgaste 	<ul style="list-style-type: none"> Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de óleo diesel com possibilidade de contaminação do mar 	C	I	RB	<ul style="list-style-type: none"> Cumprir o procedimento operacional relativo a abastecimento de diesel Cumprir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	12
Ruptura de mangote ou linha de óleo diesel durante transferência embarcação de apoio / BGL-1	<ul style="list-style-type: none"> Erro operacional 	<ul style="list-style-type: none"> Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de óleo diesel com possibilidade de contaminação do mar 	D	III	RB	<ul style="list-style-type: none"> Cumprir o procedimento operacional relativo a abastecimento de diesel Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	13

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	15/92
INSTALAÇÃO	Gasoduto de Exportação de Gás Natural produzido	FASE	Construção e Montagem – Lançamento por embarcação para lançamento em Águas Rasas (ex.: BGL-1)			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: Trecho Marítimo do Gasoduto de exportação interligando o FPSO ao PLEM/PLET e deste até a saída do furo direcional (até a lâmina de 40 m)				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Transbordamento do tanque de diesel durante abastecimento da BGL-1	<ul style="list-style-type: none"> Erro operacional 	<ul style="list-style-type: none"> Indicador de nível Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de óleo diesel com possibilidade de contaminação do mar 	D	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> Cumprir o procedimento operacional relativo a abastecimento de diesel Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada Cumprir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	14
Queda de cargas pesadas durante transferência entre embarcações (BGL-1 / barcos de suprimento)	<ul style="list-style-type: none"> Erro operacional 	<ul style="list-style-type: none"> Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de equipamentos e/ou produtos com possibilidade de contaminação do mar Possibilidade de lesões graves aos operadores 	D	III	RB	<ul style="list-style-type: none"> Cumprir procedimentos operacionais Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada; Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	15

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	16/92
INSTALAÇÃO	Gasoduto de Exportação de Gás Natural produzido	FASE	Construção e Montagem – Lançamento por embarcação para lançamento em Águas Rasas (ex.: BGL-1)			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: Trecho Marítimo do Gasoduto de exportação interligando o FPSO ao PLEM/PLET e deste até a saída do furo direcional (até a lâmina de 40 m)				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Cont. Queda de cargas pesadas durante transferência entre embarcações (BGL-1 / barcos de suprimento)	<ul style="list-style-type: none"> Adversidades Climáticas 	<ul style="list-style-type: none"> Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de equipamentos e/ou produtos com possibilidade de contaminação do mar Possibilidade de lesões graves aos operadores 	Ver pág. 15/ 92	Ver pág. 15/ 92	Ver pág. 15/ 92	<ul style="list-style-type: none"> Cumprir os procedimentos previstos no Manual de Transferência de óleo Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	15 (continuação)

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P				UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	17/92
INSTALAÇÃO	Gasoduto de Exportação de Gás Natural produzido				FASE	Construção e Montagem – Lançamento por embarcação para lançamento em Águas Profundas (ex.: Skandi Navica)			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos				OBSERVAÇÕES: Trecho Marítimo do Gasoduto de exportação interligando o FPSO até a saída do furo direcional (lâmina de 40 m até o FPSO)				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Perda de Estabilidade das Embarcações	<ul style="list-style-type: none"> Colisão entre embarcações (Skandi Navica, rebocadores, embarcação de apoio, navios de pesca, etc) devido a adversidades climáticas 	<ul style="list-style-type: none"> Visual Sonora Radar Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> Possibilidade de queda de equipamentos e produtos no mar (óleo diesel, lubrificante, etc.) Possibilidade de queda de homem ao mar Possibilidade de incêndio Possibilidade de emborcamento, adernamento e ou afundamento da embarcação 	D	IV	RM	<ul style="list-style-type: none"> Cumprir o procedimento de observar continuamente o radar Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	16
	<ul style="list-style-type: none"> Colisão entre embarcações (Skandi Navica, rebocadores, embarcação de apoio, navios de pesca etc) devido a erro de operação 	<ul style="list-style-type: none"> Visual Sonora Radar Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> Possibilidade de queda de equipamentos e produtos no mar (óleo diesel, lubrificante, etc.) Possibilidade de queda de homem ao mar Possibilidade de incêndio Possibilidade de emborcamento, adernamento e ou afundamento da embarcação 				<ul style="list-style-type: none"> Cumprir os procedimentos previstos no Plano de Ancoragem Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P				UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	18/92
INSTALAÇÃO	Gasoduto de Exportação de Gás Natural produzido				FASE	Construção e Montagem – Lançamento por embarcação para lançamento em Águas Profundas (ex.: Skandi Navica)			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos				OBSERVAÇÕES: Trecho Marítimo do Gasoduto de exportação interligando o FPSO até a saída do furo direcional (lâmina de 40 m até o FPSO)				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Cont. Perda de Estabilidade das Embarcações	<ul style="list-style-type: none"> • Erro de operação ou equipamento durante a distribuição de lastro ou carga 	<ul style="list-style-type: none"> • Visual • Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilidade de queda de equipamentos e produtos no mar (óleo diesel, lubrificante, etc.) • Possibilidade de queda de homem ao mar • Possibilidade de incêndio • Possibilidade de emborcamento, adernamento e ou afundamento da embarcação 	Ver pág. 17/ 92	Ver pág. 17/ 92	Ver pág. 17/ 92	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir os procedimentos operacionais • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente • Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar 	16 (continuação)
	<ul style="list-style-type: none"> • Encalhe durante trajeto Porto / Campo de produção 	<ul style="list-style-type: none"> • Visual • Sonora • Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilidade de queda de equipamentos e produtos no mar (óleo diesel, lubrificante, etc.) • Possibilidade de queda de homem ao mar • Possibilidade de incêndio • Possibilidade de emborcamento, adernamento e ou afundamento da embarcação 				<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir os procedimentos operacionais • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	19/92
INSTALAÇÃO	Gasoduto de Exportação de Gás Natural produzido	FASE	Construção e Montagem – Lançamento por embarcação para lançamento em Águas Profundas (ex.: Skandi Navica)			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: Trecho Marítimo do Gasoduto de exportação interligando o FPSO até a saída do furo direcional (lâmina de 40 m até o FPSO)				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Queda/ Colisão de helicóptero com o Skandia Navica	<ul style="list-style-type: none"> • Erro operacional ou do equipamento durante a aterrissagem ou decolagem 	•Visual	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilidade de colisão com equipamentos / estruturas da Unidade • Possibilidade de incêndio/explosão • Possibilidade de queda do helicóptero no mar 	D	III	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir os procedimentos de comunicação entre helicóptero e navio antes de decolar ou aterrissar • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	17
	<ul style="list-style-type: none"> • Choque com guindaste da Skandia Navica 	•Visual	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilidade de colisão com equipamentos / estruturas da Unidade • Possibilidade de incêndio/explosão • Possibilidade de queda do helicóptero no mar 				<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir os procedimentos de restringir o uso dos guindastes durante as operações de aterrissagem/decolagem do helicóptero • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P				UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	20/92
INSTALAÇÃO	Gasoduto de Exportação de Gás Natural produzido				FASE	Construção e Montagem – Lançamento por embarcação para lançamento em Águas Profundas (ex.: Skandi Navica)			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos				OBSERVAÇÕES: Trecho Marítimo do Gasoduto de exportação interligando o FPSO até a saída do furo direcional (lâmina de 40 m até o FPSO)				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Cont. Queda/ Colisão de helicóptero com o Skandia Navica	<ul style="list-style-type: none"> Condição de tempo adversa 	<ul style="list-style-type: none"> Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Possibilidade de colisão com equipamentos / estruturas da Unidade Possibilidade de incêndio/explosão Possibilidade de queda do helicóptero no mar 	Ver pág. 19/ 92	Ver pág. 19/ 92	Ver pág. 19/ 92	<ul style="list-style-type: none"> Cumprir os procedimentos operacionais (atender as condições climáticas limites) Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	17 (continuação)
Furo no mangote ou linha de óleo diesel durante transferência embarcação de apoio / Skandia Navica	<ul style="list-style-type: none"> Corrosão/ desgaste 	<ul style="list-style-type: none"> Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de óleo diesel com possibilidade de contaminação do mar 	C	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> Cumprir o procedimento operacional relativo a abastecimento de diesel Cumprir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	18

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P				UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	21/92
INSTALAÇÃO	Gasoduto de Exportação de Gás Natural produzido				FASE	Construção e Montagem – Lançamento por embarcação para lançamento em Águas Profundas (ex.: Skandi Navica)			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos				OBSERVAÇÕES: Trecho Marítimo do Gasoduto de exportação interligando o FPSO até a saída do furo direcional (lâmina de 40 m até o FPSO)				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Ruptura de mangote ou linha de óleo diesel durante transferência embarcação de apoio / Skandia Navica	<ul style="list-style-type: none"> • Erro operacional 	<ul style="list-style-type: none"> • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de óleo diesel com possibilidade de contaminação do mar 	D	III	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir o procedimento operacional relativo a abastecimento de diesel • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	19
Transbordamento do tanque de diesel durante abastecimento da Skandia Navica	<ul style="list-style-type: none"> • Erro operacional 	<ul style="list-style-type: none"> • Indicador de nível • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de óleo diesel com possibilidade de contaminação do mar 	D	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir o procedimento operacional relativo a abastecimento de diesel • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas • Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	20

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	22/92
INSTALAÇÃO	Gasoduto de Exportação de Gás Natural produzido	FASE	Construção e Montagem – Lançamento por embarcação para lançamento em Águas Profundas (ex.: Skandi Navica)			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: Trecho Marítimo do Gasoduto de exportação interligando o FPSO até a saída do furo direcional (lâmina de 40 m até o FPSO)				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Queda de cargas pesadas durante transferência entre embarcações (Skandia Navica / barcos de suprimento)	• Erro operacional	• Visual	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de equipamentos e/ou produtos com possibilidade de contaminação do mar • Possibilidade de lesões graves aos operadores 	D	III	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir procedimentos operacionais • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	21
	• Adversidades Climáticas	• Visual	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de equipamentos e/ou produtos com possibilidade de contaminação do mar • Possibilidade de lesões graves aos operadores 				<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir os procedimentos previstos no Manual de Transferência de óleo • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência da unidade caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	23/92
INSTALAÇÃO	Gasoduto de Exportação de Gás Natural produzido	FASE	Produção			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: Trecho Marítimo do Gasoduto de exportação interligando o FPSO até a saída do furo direcional (inclui a interligação do gasoduto do FPSO até o PLEM/PLET e o Gasoduto Sul Capixaba). Pode existir condensado				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Ruptura do gasoduto no trecho entre o FPSO e o PLEM/ PLET	<ul style="list-style-type: none"> • Choque mecânico (arraste de âncora, queda de âncora, queda de carga pesada, apetrechos de pesca etc) 	<ul style="list-style-type: none"> • PSL com fechamento automático das SDV's 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto • Danos materiais 	D	III	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Solicitar a inclusão da instalação em Cartas Náuticas • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas etc) • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o Plano de Ação de Emergência - PAE • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	22
	<ul style="list-style-type: none"> • Sobrepressão devido a fechamento de válvula a jusante (erro de operação ou falha intrínseca) e falha da proteção (PSH's sem o fechamento das correspondentes SDV's) 	<ul style="list-style-type: none"> • PSL com fechamento automático das SDV's 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto • Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> • Seguir os procedimentos operacionais • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas etc) • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o Plano de Ação de Emergência - PAE • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	
	<ul style="list-style-type: none"> • Falha material 	<ul style="list-style-type: none"> • PSL com fechamento automático das SDV's 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto • Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> • Seguir os procedimentos para compra, inspeção, instalação e teste hidrostático • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas etc) • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o Plano de Ação de Emergência - PAE • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P				UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	24/92
INSTALAÇÃO	Gasoduto de Exportação de Gás Natural produzido				FASE	Produção			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos				OBSERVAÇÕES: Trecho Marítimo do Gasoduto de exportação interligando o FPSO até a saída do furo direcional (inclui a interligação do gasoduto do FPSO até o PLEM/PLET e o Gasoduto Sul Capixaba). Pode existir condensado				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Cont. Ruptura do gasoduto no trecho entre o FPSO e o PLEM/ PLET	<ul style="list-style-type: none"> Falta de apoio do duto no solo 	<ul style="list-style-type: none"> PSL com fechamento automático das SDV's 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto Danos materiais 	Ver pág. 23/ 92	Ver pág. 23/ 92	Ver pág. 23/ 92	<ul style="list-style-type: none"> Seguir as normas de projeto de construção de dutos submarinos Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas etc) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o Plano de Ação de Emergência - PAE Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	22 (continuação)
	<ul style="list-style-type: none"> Adversidades Climáticas 	<ul style="list-style-type: none"> PSL com fechamento automático da SDV (tempo de bloqueio: 20 s); Fechamento das SDVs dos poços produtores Fechamento da SDV do manifold de óleo 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> Seguir as normas de projeto de construção de dutos submarinos Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas etc) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o Plano de Ação de Emergência - PAE Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	
Furo no gasoduto no trecho entre o FPSO e o PLEM/ PLET	<ul style="list-style-type: none"> Corrosão 	<ul style="list-style-type: none"> Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto Danos materiais 	B	II	RM	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, proteção catódica, válvulas, etc) Acionar o Plano de Ação de Emergência - PAE Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	23

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	25/92
INSTALAÇÃO	Gasoduto de Exportação de Gás Natural produzido	FASE	Produção			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: Trecho Marítimo do Gasoduto de exportação interligando o FPSO até a saída do furo direcional (inclui a interligação do gasoduto do FPSO até o PLEM/PLET e o Gasoduto Sul Capixaba). Pode existir condensado				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Cont. Furo no gasoduto no trecho entre o FPSO e o PLEM/PLET	<ul style="list-style-type: none"> Falha de material 	<ul style="list-style-type: none"> Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto Danos materiais 	Ver pág. 24/ 92	Ver pág. 24/ 92	Ver pág. 24/ 92	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas etc) Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	23 (continuação)
Vazamento no Pipeline End Termination- PLET	<ul style="list-style-type: none"> Vazamentos na válvula, juntas e conexões 	<ul style="list-style-type: none"> Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto Danos materiais 	C	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas etc) Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	24
	<ul style="list-style-type: none"> Falha no jumper flexível de interligação do PLET ao PLEM 	<ul style="list-style-type: none"> Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas etc) Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	
	<ul style="list-style-type: none"> Corrosão 	<ul style="list-style-type: none"> Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas etc) Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	
Vazamento no Pipeline End Manifold - PLEM	<ul style="list-style-type: none"> Vazamentos em válvulas, juntas e conexões 	<ul style="list-style-type: none"> Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto Danos materiais 	C	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas etc) Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	25

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	26/92
INSTALAÇÃO	Gasoduto de Exportação de Gás Natural produzido	FASE	Produção			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: Trecho Marítimo do Gasoduto de exportação interligando o FPSO até a saída do furo direcional (inclui a interligação do gasoduto do FPSO até o PLEM/PLET e o Gasoduto Sul Capixaba). Pode existir condensado				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Cont. Vazamento no Pipeline End Manifold - PLEM	<ul style="list-style-type: none"> Falha no <i>tramo de flowline</i> de interligação do PLEM a ESDV da base do <i>riser</i> flexível 	<ul style="list-style-type: none"> Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto Danos materiais 	Ver pág. 25/ 92	Ver pág. 25/ 92	Ver pág. 25/ 92	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas etc) Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	25 (continuação)
	<ul style="list-style-type: none"> Corrosão 	<ul style="list-style-type: none"> Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas etc) Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	
Ruptura do gasoduto no trecho entre o PLEM/ PLET Até a saída do furo direcional	<ul style="list-style-type: none"> Choque mecânico (arraste de âncora, queda de âncora, queda de carga pesada, apetrechos de pesca etc) 	<ul style="list-style-type: none"> PSL com fechamento automático das SDV's 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto Danos materiais 	D	III	RB	<ul style="list-style-type: none"> Solicitar a inclusão da instalação em Cartas Náuticas Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas etc) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o Plano de Ação de Emergência - PAE Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	26

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	27/92
INSTALAÇÃO	Gasoduto de Exportação de Gás Natural produzido	FASE	Produção			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: Trecho Marítimo do Gasoduto de exportação interligando o FPSO até a saída do furo direcional (inclui a interligação do gasoduto do FPSO até o PLEM/PLET e o Gasoduto Sul Capixaba). Pode existir condensado				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
<p><i>Cont.</i> Ruptura do gasoduto no trecho entre o PLEM/ PLET Até a saída do furo direcional</p>	<ul style="list-style-type: none"> Sobrepessão devido a fechamento de válvula a jusante (erro de operação ou falha intrínseca) e falha da proteção (PSH's sem o fechamento das correspondentes SDV's) 	<ul style="list-style-type: none"> PSL com fechamento automático das SDV's 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto Danos materiais 	Ver pág. 26/ 92	Ver pág. 26/ 92	Ver pág. 26/ 92	<ul style="list-style-type: none"> Seguir os procedimentos operacionais Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas etc) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o Plano de Ação de Emergência - PAE Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	26 (continuação)
	<ul style="list-style-type: none"> Falha material 	<ul style="list-style-type: none"> PSL com fechamento automático das SDV's 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> Seguir os procedimentos para compra, inspeção, instalação e teste hidrostático Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas etc) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o Plano de Ação de Emergência - PAE Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	
	<ul style="list-style-type: none"> Falta de apoio do duto no solo 	<ul style="list-style-type: none"> PSL com fechamento automático das SDV's 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> Seguir as normas de projeto de construção de dutos submarinos Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas etc) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o Plano de Ação de Emergência - PAE Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	28/92
INSTALAÇÃO	Gasoduto de Exportação de Gás Natural produzido	FASE	Produção			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: Trecho Marítimo do Gasoduto de exportação interligando o FPSO até a saída do furo direcional (inclui a interligação do gasoduto do FPSO até o PLEM/PLET e o Gasoduto Sul Capixaba). Pode existir condensado				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Cont. Ruptura do gasoduto no trecho entre o PLEM/ PLET Até a saída do furo direcional	<ul style="list-style-type: none"> Adversidades Climáticas 	<ul style="list-style-type: none"> PSL com fechamento automático da SDV (tempo de bloqueio: 20 s); Fechamento das SDVs dos poços produtores Fechamento da SDV do manifold de óleo 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto Danos materiais 	Ver pág. 26/ 92	Ver pág. 26/ 92	Ver pág. 26/ 92	<ul style="list-style-type: none"> Seguir as normas de projeto de construção de dutos submarinos Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas etc) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o Plano de Ação de Emergência - PAE Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	26 (continuação)
Furo no duto	<ul style="list-style-type: none"> Corrosão 	<ul style="list-style-type: none"> Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto Danos materiais 	B	II	RM	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, proteção catódica, válvulas, etc) Acionar o Plano de Ação de Emergência - PAE Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	27
	<ul style="list-style-type: none"> Falha de material 	<ul style="list-style-type: none"> Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas etc) Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	29/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Posicionamento da Unidade no local			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Descrição do Sistema e da Área/ analytical	OBSERVAÇÕES: O FPSO se deslocará por propulsão própria até o local onde ficará ancorado				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Unidade marítima FPSO CAPIXABA posicionada em local equivocado	<ul style="list-style-type: none"> • Erro no lançamento dos torpedos 	<ul style="list-style-type: none"> • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Posicionamento equivocado das âncoras • Possibilidade de atingir outras linhas de produção próximas • Possibilidade de provocar esforços de tensão adicionais nas demais amarras do FPSO CAPIXABA • Possibilidade de rompimento dos risers 	D	III	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir os procedimentos previstos no Plano de Ancoragem • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente <p>OBSERVAÇÃO: 1. Os sistemas de ancoramento e amarração são projetados com fatores de segurança para a proteção dos risers e dos cabos de amarração.</p>	28
	<ul style="list-style-type: none"> • Erro no posicionamento das amarras 	<ul style="list-style-type: none"> • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Posicionamento equivocado das âncoras • Possibilidade de atingir outras linhas de produção próximas • Possibilidade de provocar esforços de tensão adicionais nas demais amarras do FPSO CAPIXABA • Possibilidade de rompimento dos risers 				<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir os procedimentos previstos no Plano de Ancoragem • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente <p>OBSERVAÇÃO: 1. Os sistemas de ancoramento e amarração são projetados com fatores de segurança para a proteção dos risers e dos cabos de amarração.</p>	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	30/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Amarras		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES:				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Perda de manutenção de posição do FPSO CAPIXABA	<ul style="list-style-type: none"> Falha estrutural do sistema de amarras 	<ul style="list-style-type: none"> Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Possibilidade de falha nos risers, levando a perda de produto (óleo + gás) Perda de produto no mar Danos materiais 	D	IV	RM	<ul style="list-style-type: none"> Cumprir procedimentos de inspeção, manutenção e substituição periódica do sistema de amarras Adquirir correntes e amarras de fornecedores certificados Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente <p>OBSERVAÇÃO: 1. Os sistemas de ancoramento e amarração são projetados com fatores de segurança para a proteção dos risers e dos cabos de amarração.</p>	29
	<ul style="list-style-type: none"> Condições meteorológicas e de correntes marítimas severas 	<ul style="list-style-type: none"> Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Possibilidade de falha nos risers, levando a perda de produto (óleo + gás) Perda de produto no mar Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> Cumprir procedimentos de inspeção, manutenção e substituição periódica do sistema de amarras Adquirir correntes e amarras de fornecedores certificados Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente <p>OBSERVAÇÃO: 1. Os sistemas de ancoramento e amarração são projetados com fatores de segurança para a proteção dos risers e dos cabos de amarração.</p>	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	31/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Amarras		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES:				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
<p>Cont. Perda de manutenção de posição do FPSO CAPIXABA</p>	<ul style="list-style-type: none"> Instalação incorreta do cabo de amarração 	<ul style="list-style-type: none"> Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Possibilidade de falha nos risers, levando a perda de produto (óleo + gás) Perda de produto no mar Danos materiais 	Ver pág. 30/ 92	Ver pág. 30/ 92	Ver pág. 30/ 92	<ul style="list-style-type: none"> Cumprir procedimentos de inspeção, manutenção e substituição periódica do sistema de amarras Adquirir correntes e amarras de fornecedores certificados Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente <p>OBSERVAÇÃO: 1. Os sistemas de ancoramento e amarração são projetados com fatores de segurança para a proteção dos risers e dos cabos de amarração.</p>	29 (continuação)
	<ul style="list-style-type: none"> Excesso de tensão sobre as amarras 	<ul style="list-style-type: none"> Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Possibilidade de falha nos risers, levando a perda de produto (óleo + gás) Perda de produto no mar Danos materiais 	Ver pág. 30/ 92	Ver pág. 30/ 92	Ver pág. 30/ 92	<ul style="list-style-type: none"> Cumprir procedimentos de inspeção, manutenção e substituição periódica do sistema de amarras Adquirir correntes e amarras de fornecedores certificados Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente <p>OBSERVAÇÃO: 1. Os sistemas de ancoramento e amarração são projetados com fatores de segurança para a proteção dos risers e dos cabos de amarração.</p>	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	32/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Amarras		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES:				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
<p><u>Cont.</u> Perda de manutenção de posição do FPSO CAPIXABA</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Fadiga ou defeito de fabricação 	<ul style="list-style-type: none"> • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilidade de falha nos <i>risers</i>, levando a perda de produto (óleo + gás) • Perda de produto no mar • Danos materiais 	<p>Ver pág. 30/ 92</p>	<p>Ver pág. 30/ 92</p>	<p>Ver pág. 30/ 92</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir procedimentos de inspeção, manutenção e substituição periódica do sistema de amarras • Adquirir correntes e amarras de fornecedores certificados • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente <p>OBSERVAÇÃO: 1. Os sistemas de ancoramento e amarração são projetados com fatores de segurança para a proteção dos risers e dos cabos de amarração.</p>	<p>29 (continuação)</p>

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	33/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Riser / Turret		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Ruptura da linha de produção	<ul style="list-style-type: none"> • Choque mecânico (p. ex.: queda de carga ou peça pesada etc) 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático das SDVs e SSVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto no navio, com possibilidade de atingir o mar • Possibilidade de ocorrência de incêndio • Danos materiais • Parada de Produção 	D	III	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir os procedimentos movimentação de cargas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	30
	<ul style="list-style-type: none"> • Sobrepressão devido a fechamento de válvula a jusante (erro de operação ou falha intrínseca) e falha da proteção (PSH sem fechamento automático das SDVs e alarme) 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático das SDVs e SSVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto no navio com possibilidade de atingir o mar • Possibilidade de ocorrência de incêndio • Danos materiais • Parada de Produção 				<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema ; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	34/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Riser / Turret		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos		OBSERVAÇÕES: .			

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Furo na linha de produção	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosão 	<ul style="list-style-type: none"> • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto no navio • Danos materiais • Parada de Produção 	C	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	31
	<ul style="list-style-type: none"> • Falha de material 	<ul style="list-style-type: none"> • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto no navio • Danos materiais • Parada de Produção 				<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir os procedimentos para compra, inspeção, instalação e teste hidrostático; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	
	<ul style="list-style-type: none"> • Ruptura de tomada de instrumento devido a choque mecânico ou perda da integridade física ou mecânica 	<ul style="list-style-type: none"> • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto no navio • Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> • Seguir os procedimentos movimentação de cargas; • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	35/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Riser / Turret		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Vazamentos em válvulas, juntas e conexões	<ul style="list-style-type: none"> • Erro de montagem - acoplamento incorreto ou desgaste do material 	<ul style="list-style-type: none"> • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto no navio • Danos materiais 	A	I	RM	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	32
Abertura indevida da PSV	<ul style="list-style-type: none"> • Falha da válvula, erro de calibração ou erro de montagem 	<ul style="list-style-type: none"> • Detector de gás • Sonora 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de gás para a atmosfera 	B	I	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir os procedimentos operacionais • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	33

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	36/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção SISTEMA: Sistema de Separação (1º e 2º estágios) e sistema de teste de poço			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos		OBSERVAÇÕES: .			

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Ruptura de linha	<ul style="list-style-type: none"> • Choque mecânico (por exemplo queda de carga ou peça pesada) 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto no navio • Possibilidade de ocorrência de incêndio • Danos materiais 	D	III	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir os procedimentos movimentação de cargas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	34
	<ul style="list-style-type: none"> • Sobrepressão devido a fechamento de válvula a jusante (erro de operação ou falha intrínseca) e falha da proteção (PSH sem fechamento automático das SDVs e alarme) 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto no navio • Possibilidade de ocorrência de incêndio • Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	37/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção SISTEMA: Sistema de Separação (1º e 2º estágios) e sistema de teste de poço			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos		OBSERVAÇÕES: .			

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Furo na linha	• Corrosão	• Alarme • Visual	• Perda de produto no navio • Danos materiais	C	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	35
	• Falha de material	• Alarme	• Perda de produto no navio • Danos materiais				<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	
Ruptura do Vaso Separador trifásico HP V-T6201 / Separador Trifásico BP V-T6202 / Vaso de Separador de Teste Horizontal V-T6204 / Tratador eletrostático V-T6203	• Colapso mecânico (por exemplo queda de carga ou peça pesada)	• PSSL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual	• Perda de produto no navio • Possibilidade de ocorrência de incêndio e explosão • Danos materiais • Parada de produção	D	III	RB	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar Seguir programa de treinamento para as situações de emergência Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	36

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	38/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção SISTEMA: Sistema de Separação (1º e 2º estágios) e sistema de teste de poço			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos		OBSERVAÇÕES: .			

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
<p>Cont. Ruptura do Vaso Separador trifásico HP V-T6201 / Separador Trifásico BP V-T6202 / Vaso de Separador de Teste Horizontal V-T6204 / Tratador eletrostático V-T6203</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Choque mecânico (por exemplo queda de carga ou peça pesada) 	<ul style="list-style-type: none"> • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto no navio • Possibilidade de ocorrência de incêndio • Danos materiais • Parada de Produção 	Ver pág. 37/ 92	Ver pág. 37/ 92	Ver pág. 37/ 92	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir os procedimentos movimentação de cargas; • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	36 (continuação)
<p>Furo no Vaso Separador trifásico HP V-T6201 / Separador Trifásico BP V-T6202 / Vaso de Separador de Teste Horizontal V-T6204 / Tratador eletrostático V-T6203</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosão 	<ul style="list-style-type: none"> • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto no navio • Danos materiais 	C	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	37
	<ul style="list-style-type: none"> • Falha de material 	<ul style="list-style-type: none"> • Alarme 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto no navio • Danos materiais 	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 				

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	39/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção SISTEMA: Sistema de Separação (1º e 2º estágios) e sistema de teste de poço			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos		OBSERVAÇÕES: .			

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Furo nas linhas dos trocadores de calor E-T6202/ 03 / Pré- aquecedor E-T6201 / Aquecedor de teste E-T6204	• Corrosão	• Detector de gás • Alarme • Visual	• Perda de produto no navio • Danos materiais	C	II	RB	• Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente	38
	• Fadiga de material	• Detector de gás • Alarme • Visual	• Perda de produto no navio • Danos materiais				• Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente	
Ruptura dos trocadores de calor E-T6202/ 03 / Pré- aquecedor E-T6201 / Aquecedor de teste E-T6204	• Erro de montagem ou fadiga do material	• Detector de gás • Alarme • Visual	• Perda de produto no navio • Possibilidade de ocorrência de incêndio • Danos materiais • Parada de Produção	C	III	RM	• Seguir programa de treinamento e dos responsáveis pela montagem e manutenção; • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente	39

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	40/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção SISTEMA: Sistema de Separação (1º e 2º estágios) e sistema de teste de poço			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos		OBSERVAÇÕES: .			

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Furo nas linhas dos resfriadores de óleo E-T6205	• Corrosão	• Detector de gás • Alarme • Visual	• Perda de produto no navio • Danos materiais	C	II	RB	• Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente	40
	• Fadiga de material	• Detector de gás • Alarme • Visual	• Perda de produto no navio • Danos materiais				• Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente	
Ruptura dos resfriadores de óleo E-T6205	• Erro de montagem ou fadiga do material	• Detector de gás • Alarme • Visual	• Perda de produto no navio • Possibilidade de ocorrência de incêndio • Danos materiais • Parada de Produção	C	III	RM	• Seguir programa de treinamento e dos responsáveis pela montagem e manutenção; • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente	41

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	41/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção SISTEMA: Sistema de Separação (1º e 2º estágios) e sistema de teste de poço			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos		OBSERVAÇÕES: .			

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Vazamento nos resfriadores de óleo E-T6205	<ul style="list-style-type: none"> Ruptura de tomada de instrumento devido a choque mecânico ou perda da integridade física ou mecânica 	<ul style="list-style-type: none"> Alarme Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto no navio Danos materiais 	C	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; Seguir os procedimentos movimentação de cargas; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	42
Vazamentos em válvulas, juntas e conexões	<ul style="list-style-type: none"> Erro de montagem - acoplamento incorreto ou desgaste do material 	<ul style="list-style-type: none"> Alarme Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto no navio Danos materiais 	A	I	RM	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de treinamento dos responsáveis pela montagem e manutenção; Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	43
Vazamento através das bombas de transferência P-T6201A/B	<ul style="list-style-type: none"> Falha na montagem ou desgaste do selo da bomba 	<ul style="list-style-type: none"> Alarme Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto no navio Possibilidade de ocorrência de incêndio Danos materiais 	C	III	RM	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente Acionar o Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar 	44

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	42/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção SISTEMA: Sistema de Separação (1º e 2º estágios) e sistema de teste de poço			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos		OBSERVAÇÕES: .			

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Abertura indevida da PSV	<ul style="list-style-type: none"> Falha da válvula, erro de calibração ou erro de montagem 	<ul style="list-style-type: none"> Sonora 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de gás na área 	B	II	RM	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir programa de treinamento dos responsáveis pela montagem e manutenção; Seguir os procedimentos operacionais Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	45

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	43/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Estocagem de Petróleo		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos		OBSERVAÇÕES: .			

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Ruptura de linha	<ul style="list-style-type: none"> • Choque mecânico (por exemplo queda de carga ou peça pesada) 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLI com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme; • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto no navio • Possibilidade de ocorrência de incêndio /explosão • Danos materiais 	D	III	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir os procedimentos movimentação de cargas; • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência; • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	46
	<ul style="list-style-type: none"> • Sobrepressão devido a fechamento de válvula a jusante (erro de operação ou falha intrínseca) e falha da proteção (PSH sem fechamento automático das SDVs e alarme) 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLI com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme; • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto no navio • Possibilidade de ocorrência de incêndio/explosão • Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	44/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Estocagem de Petróleo		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos		OBSERVAÇÕES: .			

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Furo nas linhas	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosão 	<ul style="list-style-type: none"> • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto no navio • Possibilidade de ocorrência de incêndio • Danos materiais 	C	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	47
	<ul style="list-style-type: none"> • Falha de material 	<ul style="list-style-type: none"> • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto no navio • Possibilidade de ocorrência de incêndio • Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	
Ruptura dos tanques de estocagem	<ul style="list-style-type: none"> • Falha do sistema de inertização (criação de atmosfera explosiva no interior dos tanques) 	<ul style="list-style-type: none"> • Alarme; • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilidade de ocorrência de incêndio e explosão; • Possibilidade de afundamento da unidade por ruptura do casco com perda de produto no mar; • Danos materiais 	D	IV	RM	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	48

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	45/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Estocagem de Petróleo		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
<p>Cont. Ruptura dos tanques de estocagem</p>	<ul style="list-style-type: none"> Sobreprensão nos tanques (Falha na expulsão de gás pelo sistema de alívio de gás inerte do tanque (ex: bloqueio a jusante da saída de gás)) 	<ul style="list-style-type: none"> Alarme; Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Possibilidade de ocorrência de explosão; Possibilidade de afundamento da unidade por ruptura do casco com perda de produto no mar; Danos materiais 	Ver pág. 44/ 92	Ver pág. 44/ 92	Ver pág. 44/ 92	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	48 (continuação)
	<ul style="list-style-type: none"> Implosão dos tanques (falha na admissão de gás pelo sistema de gás inerte do tanque (ex: bloqueio a montante da saída de gás, não geração de gás inerte etc)) 	<ul style="list-style-type: none"> Alarme; Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto no navio Possibilidade de ocorrência de incêndio e explosão Possibilidade de afundamento da unidade por ruptura do casco com perda de produto no mar Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	46/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Estocagem de Petróleo		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos		OBSERVAÇÕES: .			

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Cont. Ruptura dos tanques de estocagem	<ul style="list-style-type: none"> Colisão com outras embarcações 	<ul style="list-style-type: none"> Radar Alarme 	<ul style="list-style-type: none"> Possibilidade de afundamento da unidade por ruptura do casco com perda de produto no mar Possibilidade de ocorrência de incêndio e explosão Danos materiais 	Ver pág. 44/ 92	Ver pág. 44/ 92	Ver pág. 44/ 92	<ul style="list-style-type: none"> Seguir o procedimento de observar continuamente o radar Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	48 (continuação)
Furo nos tanques	<ul style="list-style-type: none"> Corrosão, falha material 	<ul style="list-style-type: none"> Detector de gás Alarme; Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto, com possibilidade de atingir o mar Danos materiais 	C	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	49

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	47/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Estocagem de Petróleo		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Vazamentos nas linhas do sistema de estocagem de petróleo	<ul style="list-style-type: none"> • Ruptura de tomada de instrumento devido a choque mecânico ou perda da integridade física ou mecânica 	<ul style="list-style-type: none"> • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto no navio • Danos materiais 	A	II	RM	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas • Seguir os procedimentos movimentação de cargas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	50
	<ul style="list-style-type: none"> • Falhas em válvulas, juntas e conexões devido a erro de montagem - acoplamento incorreto ou desgaste do material 	<ul style="list-style-type: none"> • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto no navio • Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	48/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Estocagem de Petróleo		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos		OBSERVAÇÕES: .			

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Vazamento através das bombas de transferência	<ul style="list-style-type: none"> • Falha na montagem ou desgaste do selo da bomba 	<ul style="list-style-type: none"> • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto no navio • Danos materiais 	C	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	51
Abertura indevida da PSV	<ul style="list-style-type: none"> • Falha da válvula, erro de calibração ou erro de montagem 	<ul style="list-style-type: none"> • Sonora 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de gás na área; 	B	II	RM	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir programa de treinamento dos responsáveis pela montagem e manutenção; • Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP</i> caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	52

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	49/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Compressão do Gás		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos		OBSERVAÇÕES: .			

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Furo na linha do resfriador do 1º estágio E-T7101	<ul style="list-style-type: none"> Corrosão 	<ul style="list-style-type: none"> Alarme Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto no navio Possibilidade de ocorrência de incêndio Danos materiais 	C	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	53
	<ul style="list-style-type: none"> Fadiga material/ desgaste de válvulas, acessórios, flanges etc 	<ul style="list-style-type: none"> Alarme Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto no navio Possibilidade de ocorrência de incêndio Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	
Ruptura de linha do resfriador do 1º estágio E-T7101	<ul style="list-style-type: none"> Choque mecânico (por exemplo queda de carga ou peça pesada) 	<ul style="list-style-type: none"> Alarme Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto no navio Danos materiais 	C	III	RM	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas Seguir os procedimentos movimentação de cargas; Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	54

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	50/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Compressão do Gás		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECCÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Cont. Ruptura de linha do resfriador do 1º estágio E-T7101	<ul style="list-style-type: none"> • Bloqueio indevido a jusante 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 	Ver pág.49/ 92	Ver pág.49/ 92	Ver pág.49/ 92	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	54 (continuação)
	<ul style="list-style-type: none"> • Erro de operação/ manutenção próxima à linha 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	
Furo nas linhas de transferência	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosão 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 	C	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	55

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	51/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Compressão do Gás		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos		OBSERVAÇÕES: .			

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Cont. Furo nas linhas de transferência	<ul style="list-style-type: none"> • Fadiga material/ desgaste de válvulas, acessórios, flanges etc 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 	Ver pág. 50/ 92	Ver pág. 50/ 92	Ver pág. 50/ 92	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	55 (continuação)
Ruptura da linha	<ul style="list-style-type: none"> • Choque mecânico (por exemplo queda de carga ou peça pesada) 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 	C	III	RM	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir os procedimentos movimentação de cargas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	56
	<ul style="list-style-type: none"> • Bloqueio indevido a jusante 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 				

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	52/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Compressão do Gás		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos		OBSERVAÇÕES: .			

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Cont. Ruptura da linha	<ul style="list-style-type: none"> • Erro de operação/ manutenção próxima à linha 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 	Ver pág. 51/ 92	Ver pág. 51/ 92	Ver pág. 51/ 92	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	56 (continuação)
Furo nos vasos de segurança V-T7101 e no Vaso V-T7111/ 41 scrubber do 1º. Estágio do compressor	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosão 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 	C	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	57
	<ul style="list-style-type: none"> • Fadiga material/ desgaste de válvulas, acessórios, flanges etc 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P				UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	53/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)				FASE	Produção	SISTEMA: Compressão do Gás		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos				OBSERVAÇÕES: .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Ruptura dos vasos de segurança V-T7101 e no Vaso V-T7111/ 41 scrubber do 1º. Estágio do compressor	<ul style="list-style-type: none"> • Choque mecânico (por exemplo queda de carga ou peça pesada) 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLI com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 	C	III	RM	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir os procedimentos movimentação de cargas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	58
	<ul style="list-style-type: none"> • Bloqueio indevido a jusante 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLI com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	
	<ul style="list-style-type: none"> • Erro de operação/ manutenção próxima à linha 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLI com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P				UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	54/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)				FASE	Produção SISTEMA: Compressão do Gás			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos				OBSERVAÇÕES: .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Cont. Ruptura dos vasos de segurança V-T7101 e no Vaso V-T7111/ 41 scrubber do 1º. Estágio do compressor	<ul style="list-style-type: none"> • Falha nas PSVs (p. ex.: válvula emperrada) 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 	Ver pág. 52/ 92	Ver pág. 52/ 92	Ver pág. 52/ 92	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	59 (continuação)
Vazamento de gás nos compressores	<ul style="list-style-type: none"> • Afrouxamento e fadiga de itens/ acessórios causados pela vibração durante a operação 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 	D	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	59
Furo na linha do resfriador do 2º estágio E-T7111/41	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosão 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 	C	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	60

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	55/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Compressão do Gás		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos		OBSERVAÇÕES: .			

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Cont. Furo na linha do resfriador do 2º estágio E-T7111/41	<ul style="list-style-type: none"> • Fadiga material/ desgaste de válvulas, acessórios, flanges etc 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 	Ver pág. 54/ 92	Ver pág. 54/ 92	Ver pág. 54/ 92	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	60 (continuação)
Ruptura de linha do resfriador do 2º estágio E-T7111/41	<ul style="list-style-type: none"> • Choque mecânico (por exemplo queda de carga ou peça pesada) 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 	C	III	RM	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir os procedimentos movimentação de cargas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	61
	<ul style="list-style-type: none"> • Bloqueio indevido a jusante 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 				

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	56/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Compressão do Gás		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Cont. Ruptura de linha do resfriador do 2º estágio E-T7111/41	<ul style="list-style-type: none"> • Erro de operação/ manutenção próxima à linha 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 	Ver pág. 55/ 92	Ver pág. 55/ 92	Ver pág. 55/ 92	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	61 (continuação)
Furo nos vasos V-T7111/ 41 scrubber do 2º estágio do compressor	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosão 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 	C	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	62
	<ul style="list-style-type: none"> • Fadiga material/ desgaste de válvulas, acessórios, flanges etc 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	57/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Compressão do Gás		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos		OBSERVAÇÕES: .			

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Ruptura do Vaso V-T7111/ 41 <i>scrubber</i> do 2º estágio do compressor	<ul style="list-style-type: none"> • Choque mecânico (por exemplo queda de carga ou peça pesada) 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 	D	III	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir os procedimentos movimentação de cargas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	63
Furo na linha do resfriador do 2º estágio E-T7121/51	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosão 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 	C	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	64
	<ul style="list-style-type: none"> • Fadiga material/ desgaste de válvulas, acessórios, flanges etc 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	58/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção SISTEMA: Compressão do Gás			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos		OBSERVAÇÕES: .			

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Ruptura de linha do resfriador do 2º estágio E-T7121/51	<ul style="list-style-type: none"> • Choque mecânico (por exemplo queda de carga ou peça pesada) 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLI com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 	D	III	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir os procedimentos movimentação de cargas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	65

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	59/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Desidratação do Gás		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos		OBSERVAÇÕES: .			

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Furo nas linhas de transferência	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosão 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 	D	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	66
	<ul style="list-style-type: none"> • Fadiga material/ desgaste de válvulas, acessórios, flanges etc 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	
Ruptura de linha	<ul style="list-style-type: none"> • Choque mecânico (por exemplo queda de carga ou peça pesada) 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 	C	III	RM	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir os procedimentos movimentação de cargas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	67

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	60/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Desidratação do Gás		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Cont. Ruptura de linha	<ul style="list-style-type: none"> • Bloqueio indevido a jusante 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 	Ver pág. 59/ 92	Ver pág. 59/ 92	Ver pág. 59/ 92	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	67 (continuação)
	<ul style="list-style-type: none"> • Erro de operação/ manutenção próxima à linha 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de gás no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	
Furo na Torre de TEG C-7201	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosão 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de TEG no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 	D	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	68

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	61/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Desidratação do Gás		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos		OBSERVAÇÕES: .			

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Cont. Furo na Torre de TEG C-7201	<ul style="list-style-type: none"> Fadiga material/ desgaste de válvulas, acessórios, flanges etc 	<ul style="list-style-type: none"> Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Vazamento de TEG no FPSO Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima Danos materiais 	Ver pág. 60/ 92	Ver pág. 60/ 92	Ver pág. 60/ 92	<ul style="list-style-type: none"> Seguir os procedimentos movimentação de cargas; Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado Seguir programa de treinamento para as situações de emergência Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	68 (continuação)
Ruptura na Torre de TEG C-7201	<ul style="list-style-type: none"> Choque mecânico (por exemplo queda de carga ou peça pesada) 	<ul style="list-style-type: none"> PSLL com fechamento automático da XV e SDVs Alarme Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Vazamento de TEG no FPSO Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima Danos materiais 	D	III	RB	<ul style="list-style-type: none"> Seguir os procedimentos movimentação de cargas; Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado Seguir programa de treinamento para as situações de emergência Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	69
	<ul style="list-style-type: none"> Bloqueio indevido a jusante 	<ul style="list-style-type: none"> PSLL com fechamento automático da XV e SDVs Detector de gás Alarme Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Vazamento de TEG no FPSO Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado Seguir programa de treinamento para as situações de emergência Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	62/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Desidratação do Gás		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Cont. Ruptura na Torre de TEG C-7201	<ul style="list-style-type: none"> • Erro de operação/ manutenção próxima à linha 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLI com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de tegs no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 	Ver pág. 61/ 92	Ver pág. 61/ 92	Ver pág. 61/ 92	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	69 (continuação)
	<ul style="list-style-type: none"> • Falha nas PSVs (p. ex.: válvula emperrada) 	<ul style="list-style-type: none"> • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de TEG no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P				UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	63/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)				FASE	Produção SISTEMA: Desidratação do Gás			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos				OBSERVAÇÕES: .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Furo no vaso separador de entrada da torre de TEG C-T7201	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosão 	<ul style="list-style-type: none"> • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de TEG no FPSO 	D	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	70
	<ul style="list-style-type: none"> • Fadiga material/ desgaste de válvulas, acessórios, flanges etc 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLI com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de tegs no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	
Ruptura no vaso separador de entrada da torre de TEG C-T7201	<ul style="list-style-type: none"> • Choque mecânico (por exemplo queda de carga ou peça pesada) 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLI com fechamento automático da XV e SDVs • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de TEG no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 	D	III	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir os procedimentos movimentação de cargas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	71

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	64/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Desidratação do Gás		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECCÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
<p>Cont. Ruptura no vaso separador de entrada da torre de TEG C-T7201</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Bloqueio indevido a jusante 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de TEG no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 	Ver pág.63/ 92	Ver pág.63/ 92	Ver pág.63/ 92	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	71 (continuação)
	<ul style="list-style-type: none"> • Erro de operação/ manutenção próxima à linha 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de tegs no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	
	<ul style="list-style-type: none"> • Falha nas PSVs (p. ex.: válvula emperrada) 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de TEG no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P				UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	65/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)				FASE	Produção SISTEMA: Desidratação do Gás			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos				OBSERVAÇÕES: .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Furo na linha de Trietilenoglicol-TEG no vaso de desidratação C-T7201	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosão 	<ul style="list-style-type: none"> • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de TEG no FPSO 	D	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	72
	<ul style="list-style-type: none"> • Fadiga material/ desgaste de válvulas, acessórios, flanges etc 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLI com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de tegs no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 				
Ruptura na linha de Trietilenoglicol-TEG no vaso de desidratação C-T7201	<ul style="list-style-type: none"> • Choque mecânico (por exemplo queda de carga ou peça pesada) 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLI com fechamento automático da XV e SDVs • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de TEG no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 	D	III	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir os procedimentos movimentação de cargas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	73

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	66/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Desidratação do Gás		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos		OBSERVAÇÕES: .			

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Cont. Ruptura na linha de Trietilenoglicol-TEG no vaso de desidratação C-T7201	<ul style="list-style-type: none"> • Bloqueio indevido a jusante 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de TEG no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 	Ver pág. 65/ 92	Ver pág. 65/ 92	Ver pág. 65/ 92	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	73 (continuação)
	<ul style="list-style-type: none"> • Erro de operação/ manutenção próxima à linha 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de tegs no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	
Furo na linha de gás no vaso de desidratação C-T7201	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosão 	<ul style="list-style-type: none"> • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de TEG no FPSO 	D	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	74

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P				UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	67/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)				FASE	Produção	SISTEMA: Desidratação do Gás		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos				OBSERVAÇÕES: .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Cont. Furo na linha de gás no vaso de desidratação C-T7201	<ul style="list-style-type: none"> Fadiga material/ desgaste de válvulas, acessórios, flanges etc 	<ul style="list-style-type: none"> PSLL com fechamento automático da XV e SDVs Detector de gás Alarme Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Vazamento de tegs no FPSO Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima Danos materiais 	Ver pág. 66/ 92	Ver pág. 66/ 92	Ver pág. 66/ 92	<ul style="list-style-type: none"> Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado Seguir programa de treinamento para as situações de emergência Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	74 (continuação)
Ruptura da linha de gás no vaso de desidratação C-T7201	<ul style="list-style-type: none"> Choque mecânico (por exemplo queda de carga ou peça pesada) 	<ul style="list-style-type: none"> PSLL com fechamento automático da XV e SDVs Alarme Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Vazamento de TEG no FPSO Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima Danos materiais 	D	III	RB	<ul style="list-style-type: none"> Seguir os procedimentos movimentação de cargas; Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado Seguir programa de treinamento para as situações de emergência Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	75
	<ul style="list-style-type: none"> Bloqueio indevido a jusante 	<ul style="list-style-type: none"> PSLL com fechamento automático da XV e SDVs Detector de gás Alarme Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Vazamento de TEG no FPSO Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado Seguir programa de treinamento para as situações de emergência Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	68/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Desidratação do Gás		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECCÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
<p><u>Cont.</u> Ruptura da linha de gás no vaso de desidratação C-T7201</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Erro de operação/ manutenção próxima à linha 	<ul style="list-style-type: none"> • PSSL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Vazamento de teqs no FPSO • Possibilidade de ocorrência de incêndio caso o vazamento encontre fonte de ignição próxima • Danos materiais 	<p>Ver pág. 67/ 92</p>	<p>Ver pág. 67/ 92</p>	<p>Ver pág. 67/ 92</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	<p>75 (continuação)</p>

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	69/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE:	Produção	SISTEMA: Gás Combustível		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES:				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Ruptura nas linhas dos trocadores E-T7701/03	<ul style="list-style-type: none"> • Erro de montagem ou fadiga do material 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de gás para a atmosfera; • Possibilidade de incêndio e explosão; • Danos matérias • Parada de Produção 	C	III	RM	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir os procedimentos operacionais; • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente • Acionar o Plano de Contingência da FPSO CAPIXABA 	76
	<ul style="list-style-type: none"> • Choque mecânico (por exemplo queda de carga ou peça pesada) 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de gás para a atmosfera; • Possibilidade de incêndio e explosão; • Danos matérias • Parada de Produção 	C	III	RM	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir os procedimentos movimentação de cargas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o Plano de Contingência da FPSO CAPIXABA • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	76
Furo nas linhas dos trocadores E-T7701/03	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosão 	<ul style="list-style-type: none"> • Detector de gás • Alarme 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de gás na área; • Danos matérias 	C	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	77

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	70/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE:	Produção	SISTEMA: Gás Combustível		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES:				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Cont. Furo nas linhas dos trocadores E-T7701/03	<ul style="list-style-type: none"> • Fadiga do material 	<ul style="list-style-type: none"> • Detector de gás • Alarme 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de gás na área; • Danos matérias 	Ver pág. 69/ 92	Ver pág. 69/ 92	Ver pág. 69/ 92	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir os procedimentos operacionais; • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	77 (continuação)
Ruptura do vaso pulmão V-T7701	<ul style="list-style-type: none"> • Choque mecânico (por exemplo queda de carga ou peça pesada) 	<ul style="list-style-type: none"> • PSSL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de gás na área; • Perda de óleo; • Possibilidade de incêndio e explosão; • Danos matérias • Parada de Produção 	D	IV	RM	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir os procedimentos movimentação de cargas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado • Acionar o Plano de Contingência da FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	78

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	71/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE:	Produção	SISTEMA: Gás Combustível		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES:				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Ruptura das linhas do vaso pulmão de gás combustível de alta pressão (HP) V-7701	<ul style="list-style-type: none"> • Erro de montagem ou fadiga do material 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de gás na área; • Possibilidade de incêndio e explosão; • Danos matérias • Parada de Produção 	C	III	RM	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir programa de treinamento dos responsáveis pela montagem e manutenção; • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o Plano de Contingência da FPSO CAPIXABA • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	79
	<ul style="list-style-type: none"> • Choque mecânico (por exemplo queda de carga ou peça pesada) 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLL com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de gás na área; • Possibilidade de incêndio e explosão; • Danos matérias • Parada de Produção 				<ul style="list-style-type: none"> • Seguir os procedimentos movimentação de cargas; • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o Plano de Contingência da FPSO CAPIXABA • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	
Furo nas linhas do vaso pulmão de gás combustível de alta pressão (HP) V-7701	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosão 	<ul style="list-style-type: none"> • Detector de gás • Alarme 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de gás na área; • Danos matérias 	C	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	80

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	72/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE:	Produção	SISTEMA: Gás Combustível		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES:				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Cont. Furo nas linhas do vaso pulmão de gás combustível de alta pressão (HP) V-7701	<ul style="list-style-type: none"> Fadiga do material 	<ul style="list-style-type: none"> Detector de gás Alarme 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de gás na área; Danos matérias 	Ver pág. 71/ 92	Ver pág. 71/ 92	Ver pág. 71/ 92	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	80 (continuação)
Vazamento nas linhas do sistema de gás combustível	<ul style="list-style-type: none"> Ruptura de tomada de instrumento por choque mecânico ou perda da integridade física ou mecânica 	<ul style="list-style-type: none"> Detector de gás Alarme Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de gás na área; Danos matérias 	A	II	RM	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	81
	<ul style="list-style-type: none"> Falhas em válvulas, juntas e conexões devido a erro de montagem, acoplamento incorreto ou desgaste do material 	<ul style="list-style-type: none"> Detector de gás Alarme; 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de gás na área; 				<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	
Abertura indevida da PSV	<ul style="list-style-type: none"> Falha da válvula, erro de calibração ou erro de montagem 	<ul style="list-style-type: none"> Sonora 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de gás na área; 	B	II	RM	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir procedimentos operacionais Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	82

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	73/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Flare de Alta (HP) / Baixa (LP)		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos		OBSERVAÇÕES: .			

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Ruptura da linha principal de suprimento	<ul style="list-style-type: none"> • Choque mecânico (por exemplo queda de carga ou peça pesada) 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLI com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de gás para a atmosfera; • Possibilidade de incêndio; • Danos matérias • Parada de Produção 	D	IV	RM	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir os procedimentos movimentação de cargas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	83
	<ul style="list-style-type: none"> • Sobrepressão devido a fechamento de válvula a jusante (erro de operação ou falha intrínseca) e falha da proteção (PSH sem fechamento automático das SDVs e alarme) 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLI com fechamento automático da XV e SDVs • Detector de gás • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de gás para a atmosfera; • Possibilidade de incêndio; • Danos matérias • Parada de Produção 				<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	
Furo na linha	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosão 	<ul style="list-style-type: none"> • Detector de gás • Alarme 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de gás para atmosfera; 	C	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	84

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	74/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Flare de Alta (HP) / Baixa (LP)		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Cont. Furo na linha	<ul style="list-style-type: none"> Falha de material 	<ul style="list-style-type: none"> Detector de gás Alarme 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de gás para atmosfera; 	Ver pág.73/ 92	Ver pág.73/ 92	Ver pág.73/ 92	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	84 (continuação)
Ruptura do Vaso coletor principal/ secundário de alta/ baixa pressão	<ul style="list-style-type: none"> Choque mecânico (por exemplo queda de carga ou peça pesada) 	<ul style="list-style-type: none"> PSL com fechamento automático da XV e SDVs Detector de gás Alarme Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto no navio; Possibilidade de incêndio e explosão; Danos matérias Parada de Produção 	D	IV	RM	<ul style="list-style-type: none"> Seguir os procedimentos movimentação de cargas; Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o <i>Ship Oil Pollution Emergency Plan</i> – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	85
Vazamentos nas linhas do sistema de flare de alta (HP) e de baixa (LP)	<ul style="list-style-type: none"> Ruptura de tomada de instrumento por choque mecânico ou perda da integridade física ou mecânica 	<ul style="list-style-type: none"> Detector de gás Alarme 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de gás para atmosfera 	A	II	RM	<ul style="list-style-type: none"> Seguir os procedimentos movimentação de cargas; Seguir programa de inspeção e manutenção; Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	86
	<ul style="list-style-type: none"> Vazamentos em válvulas, juntas e conexões devido a erro de montagem - acoplamento incorreto ou desgaste do material 	<ul style="list-style-type: none"> Detector de gás Alarme 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de gás para atmosfera 				<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir programa de treinamento dos responsáveis pela montagem e manutenção; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P				UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	75/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)				FASE	Produção	SISTEMA: Flare de Alta (HP) / Baixa (LP)		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos				OBSERVAÇÕES: .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT. RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Abertura indevida da PSV	<ul style="list-style-type: none"> Falha da válvula, erro de calibração ou erro de montagem 	<ul style="list-style-type: none"> Sonora 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de gás para a atmosfera 	B	II	RM	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir programa de treinamento dos responsáveis pela montagem e manutenção; Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	87

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	76/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Drenagem		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Ruptura de linha	<ul style="list-style-type: none"> • Choque mecânico (por exemplo queda de carga ou peça pesada) 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLI com fechamento automático da XV e SDVs • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto no navio • Danos materiais 	D	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir os procedimentos movimentação de cargas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	88
	<ul style="list-style-type: none"> • Sobrepressão devido a fechamento de válvula a jusante (erro de operação ou falha intrínseca) e falha da proteção (PSH sem fechamento automático das SDVs e alarme) 	<ul style="list-style-type: none"> • PSLI com fechamento automático da XV e SDVs • Alarme; • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto no navio • Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	
Furo na linha	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosão 	<ul style="list-style-type: none"> • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto no navio • Danos materiais 	C	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	89

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	77/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Drenagem		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos		OBSERVAÇÕES: .			

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Cont. Furo na linha	<ul style="list-style-type: none"> Falha de material 	<ul style="list-style-type: none"> Alarme Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto no navio Danos materiais 	Ver pág.76/ 92	Ver pág.76/ 92	Ver pág.76/ 92	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	89 (continuação)
Ruptura do vaso de drenagem	<ul style="list-style-type: none"> Choque mecânico (por exemplo queda de carga ou peça pesada) 	<ul style="list-style-type: none"> PSLL com fechamento automático da XV e SDVs Alarme; Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto no navio Possibilidade de ocorrência de incêndio Danos materiais 	D	III	RM	<ul style="list-style-type: none"> Seguir os procedimentos movimentação de cargas; Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	90
Transbordamento do <i>sump tank</i>	<ul style="list-style-type: none"> Erro operacional - esquecimento da válvula de dreino aberta para o <i>sump tank</i> 	<ul style="list-style-type: none"> Alarme Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto no navio 	C	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	91

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	78/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Drenagem		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Vazamento nas linhas do sistema de drenagem oleosa	<ul style="list-style-type: none"> • Ruptura da tomada de instrumentos devido a choque mecânico ou perda da integridade física ou mecânica 	<ul style="list-style-type: none"> • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto no navio • Danos materiais 	A	II	RM	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir os procedimentos movimentação de cargas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	92
	<ul style="list-style-type: none"> • Falhas em válvulas, juntas e conexões devido a erro de montagem - acoplamento incorreto ou desgaste do material 	<ul style="list-style-type: none"> • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto no navio • Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de treinamento dos responsáveis pela montagem e manutenção; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	
Vazamento através das bombas de drenagem (e transferência interna)	<ul style="list-style-type: none"> • Falha na montagem ou desgaste do selo da bomba 	<ul style="list-style-type: none"> • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto no navio • Danos materiais 	C	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir programa de treinamento dos responsáveis pela montagem e manutenção; • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	93

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	79/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Exportação de Óleo/ Offloading		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos		OBSERVAÇÕES: .			

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Vazamento através das bombas de exportação de óleo	<ul style="list-style-type: none"> Falha na montagem ou desgaste do selo da bomba 	<ul style="list-style-type: none"> Alarme Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto no navio Danos materiais 	C	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; Seguir programa de treinamento dos responsáveis pela montagem e manutenção; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Acionar o Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	94
Ruptura de linha	<ul style="list-style-type: none"> Choque mecânico (por exemplo queda de carga ou peça pesada) 	<ul style="list-style-type: none"> PSLL com fechamento automático da XV e SDVs Detector de gás Alarme Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto no navio com possibilidade de atingir o mar Possibilidade de ocorrência de incêndio Danos materiais 	D	III	RB	<ul style="list-style-type: none"> Seguir os procedimentos movimentação de cargas; Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar. Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	95

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	80/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Exportação de Óleo/ Offloading		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos		OBSERVAÇÕES: .			

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Cont. Ruptura de linha	<ul style="list-style-type: none"> Sobrepessão devido a fechamento de válvula a jusante (erro de operação ou falha intrínseca) e falha da proteção (PSH sem fechamento automático das SDVs e alarme) 	<ul style="list-style-type: none"> PSLL com fechamento automático da XV e SDVs Detector de gás Alarme Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto no navio com possibilidade de atingir o mar Possibilidade de ocorrência de incêndio Danos materiais 	Ver pág. 79/ 92	Ver pág. 79/ 92	Ver pág. 79/ 92	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o Ship Oil Pollution Emergency Plan – SOPEP caso não haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar. Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	95 (continuação)
Furo na linha	<ul style="list-style-type: none"> Corrosão 	<ul style="list-style-type: none"> Alarme Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto no navio Danos materiais 	C	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	96
	<ul style="list-style-type: none"> Falha de material 	<ul style="list-style-type: none"> Alarme Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto no navio Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	81/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Exportação de Óleo/ Offloading		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos		OBSERVAÇÕES: .			

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Vazamentos nas linhas do sistema de exportação de óleo	<ul style="list-style-type: none"> • Ruptura de tomada de instrumentos devido a choque mecânico ou perda da integridade física ou mecânica 	<ul style="list-style-type: none"> • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto no navio • Danos materiais 	A	II	RM	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir os procedimentos movimentação de cargas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	97
	<ul style="list-style-type: none"> • Falhas em válvulas, juntas e conexões devido a erro de montagem - acoplamento incorreto ou desgaste do material 	<ul style="list-style-type: none"> • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto no navio • Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente • Seguir programa de treinamento dos responsáveis pela montagem e manutenção 	
Furo no mangote de transferência entre o FPSO CAPIXABA e o navio aliviador	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosão 	<ul style="list-style-type: none"> • Alarme • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto no navio • Danos materiais 	C	II	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	98

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	82/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Exportação de Óleo/ <i>Offloading</i>		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos		OBSERVAÇÕES: .			

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
<p><i>Cont.</i> Furo no mangote de transferência entre o FPSO CAPIXABA e o navio aliviador</p>	<ul style="list-style-type: none"> Falha de material 	<ul style="list-style-type: none"> Alarme Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto no navio Danos materiais 	<p style="color: blue;">Ver pág.81/ 92</p>	<p style="color: blue;">Ver pág.81/ 92</p>	<p style="color: blue;">Ver pág.81/ 92</p>	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	<p style="color: blue;">98 (continuação)</p>
	<ul style="list-style-type: none"> Erro de montagem, acoplamento incorreto 	<ul style="list-style-type: none"> Alarme Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto no navio Danos materiais 				<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente Seguir programa de treinamento dos responsáveis pela montagem e manutenção 	
<p>Ruptura do mangote de transferência entre o FPSO CAPIXABA e o navio aliviador</p>	<ul style="list-style-type: none"> Erro de operação – realização da transferência foras das condições estabelecidas nos procedimentos para realização do <i>offloading</i> 	<ul style="list-style-type: none"> PSLL com fechamento automático da XV Alarme Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto no mar Danos materiais 	C	III	RM	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir programa de treinamento para as situações de emergência Seguir os procedimentos para a transferência de produto entre embarcações Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Emergência Individual – PEI 	99

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P				UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	83/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)				FASE	Produção	SISTEMA: Exportação de Óleo/ <i>Offloading</i>		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos				OBSERVAÇÕES: .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECCÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Desconexão do mangote de transferência entre o FPSO CAPIXABA e o navio aliviador	<ul style="list-style-type: none"> Desgaste do material ou Erro de operação – realização da transferência foras das condições estabelecidas nos procedimentos para realização do <i>offloading</i> 	<ul style="list-style-type: none"> PSLL com fechamento automático da XV Alarme Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto no mar Danos materiais 	D	III	RB	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir os procedimentos para a transferência de produto entre embarcações Seguir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	100
Colisão com Navio Aliviador/ embarcação mensageira com o FPSO CAPIXABA	<ul style="list-style-type: none"> Erro de operação – realização da transferência foras das condições estabelecidas nos procedimentos para realização do <i>offloading</i> 	<ul style="list-style-type: none"> Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Possibilidade de lesões graves aos operadores Possibilidade de queda de homem ao mar; Possibilidade de afundamento do navio aliviador/ embarcação mensageira por ruptura do casco, com perda de óleo diesel no mar; Danos materiais 	D	IV	RM	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir os procedimentos para a transferência de produto entre embarcações Seguir programa de treinamento para as situações de emergência Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA caso haja ignição do produto vazado Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	101

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	84/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção SISTEMA: Recebimento, Estocagem de óleo diesel / óleo combustível			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos		OBSERVAÇÕES: .			

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB	CAT. CONS..	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Ruptura do mangote de transferência entre o Navio de Apoio e o FPSO CAPIXABA	<ul style="list-style-type: none"> • Erro de operação – realização da transferência foras das condições estabelecidas nos procedimentos relativos a transferência de combustível 	<ul style="list-style-type: none"> • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto no mar • Danos materiais 	C	III	RM	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir os procedimentos operacionais • Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o Plano de Emergência Individual – PEI • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	102
Desconexão do mangote de transferência entre Navio de Apoio e o FPSO CAPIXABA	<ul style="list-style-type: none"> • Desgaste do material de engate ou erro de operação – realização da transferência foras das condições estabelecidas nos procedimentos relativos a transferência de combustível 	<ul style="list-style-type: none"> • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de produto no mar; • Danos materiais 	C	III	RM	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir os procedimentos operacionais • Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores • Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada. • Acionar o Plano de Emergência Individual – PEI • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	103

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P				UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	85/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)				FASE	Produção SISTEMA: Recebimento, Estocagem de óleo diesel / óleo combustível			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos				OBSERVAÇÕES: .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB	CAT. CONS..	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Vazamento nas linhas do sistema de recebimento, estocagem de óleo diesel	<ul style="list-style-type: none"> Vazamentos em válvulas, juntas e conexões devido a erro de montagem -acoplamento incorreto ou desgaste do material 	<ul style="list-style-type: none"> Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto com possibilidade de atingir o mar 	A	II	RM	<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; Seguir programa de treinamento dos responsáveis pela montagem e manutenção Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar. 	104
	<ul style="list-style-type: none"> Corrosão 	<ul style="list-style-type: none"> Visual 	<ul style="list-style-type: none"> Perda de produto com possibilidade de atingir o mar 				<ul style="list-style-type: none"> Seguir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas; Seguir os procedimentos que garantam a disponibilidade do sistema; Seguir programa de treinamento dos responsáveis pela montagem e manutenção Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar. 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	86/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Estabilidade da Unidade FPSO		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB	CAT. CONS..	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Perda de Estabilidade do FPSO CAPIXABA	<ul style="list-style-type: none"> • Colisão outra embarcação (embarcação de apoio, navio aliviador, etc.) 	<ul style="list-style-type: none"> • Visual • Radar • Sonora • Alarme 	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilidade de queda de equipamentos e produtos no mar • Possibilidade de incêndio • Possibilidade de lesões graves aos operadores • Possibilidade de queda de homem ao mar • Possibilidade de afundamento do FPSO CAPIXABA por ruptura do casco. • Danos materiais • Parada de produção 	D	IV	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Solicitar a inclusão das instalações em Cartas Náuticas; • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir o procedimento de observar continuamente o radar • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar. • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	105
	<ul style="list-style-type: none"> • Erro de operação ou equipamento durante a distribuição do lastro ou carga 	<ul style="list-style-type: none"> • Visual • Alarme 	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilidade de queda de equipamentos e produtos no mar • Possibilidade de queda de homem ao mar • Possibilidade de tombamento ou adernamento do FPSO CAPIXABA • Danos materiais • Parada de produção 				<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção e manutenção do equipamento • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores de pressão, inundação a água, etc.) • Seguir os procedimentos operacionais • Registrar e investigar as causas do acidente • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar. • Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	87/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Estabilidade da Unidade FPSO		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB	CAT. CONS..	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Cont. Perda de Estabilidade do FPSO CAPIXABA	<ul style="list-style-type: none"> • Incêndio/ explosão no navio 	<ul style="list-style-type: none"> • Visual • Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilidade de queda de equipamentos e produtos no mar • Possibilidade de queda de homem ao mar • Possibilidade de afundamento do FPSO CAPIXABA • Danos materiais • Parada de produção 	Ver pág. 86/ 92	Ver pág. 86/ 92	Ver pág. 86/ 92	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar. • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	105 (continuação)
	<ul style="list-style-type: none"> • Condições de mar adversas 	<ul style="list-style-type: none"> • Visual • Equipamentos de monitoramento das condições do navio • Consulta a Boletins meteorológicos 	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilidade de queda de equipamentos e produtos no mar • Possibilidade de queda de homem ao mar • Possibilidade de tombamento ou adernamento do FPSO CAPIXABA • Danos materiais • Parada de produção 				<ul style="list-style-type: none"> • Seguir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas, etc) • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o Plano de Contingência do FPSO CAPIXABA • Acionar o Plano de Emergência Individual - PEI, se o produto atingir o mar. • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P				UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	88/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)				FASE	Produção	SISTEMA: Heliponto		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos				OBSERVAÇÕES: .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Queda/ Colisão de helicóptero com o FPSO CAPIXABA	<ul style="list-style-type: none"> • Erro operacional ou do equipamento durante a aterrissagem ou decolagem 	<ul style="list-style-type: none"> • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilidade de danos aos equipamentos / estruturas na Unidade • Possibilidade de incêndio/explosão • Possibilidade de queda do helicóptero no mar 	D	III	RB	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada; • Seguir procedimento que garanta que a empresa contratada cumpra o plano de manutenção de helicópteros; • Seguir procedimento que garanta que a empresa contratada cumpra as normas de proteção ao voo de aeronaves nas proximidades de embarcações; • Seguir os procedimentos operacionais (comunicação entre helicóptero e a Unidade antes de decolar ou aterrissar); • Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores; • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência; • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente; • Acionar o Plano de Contingência da FPSO CAPIXABA • Acionar o PEI, no caso de derramamento de óleo no mar. 	106

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	89/92
INSTALAÇÃO	UNIDADE MARÍTIMA DE PRODUÇÃO - FPSO CAPIXABA (de Referência)	FASE	Produção	SISTEMA: Heliponto		
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES: .				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
<p><i>Cont.</i> Queda/ Colisão de helicóptero com o FPSO CAPIXABA</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Choque com estruturas elevadas na FPSO CAPIXABA 	<ul style="list-style-type: none"> • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilidade de danos aos equipamentos / estruturas na Unidade • Possibilidade de incêndio/explosão • Possibilidade de queda do helicóptero no mar 	<p>Ver pág. 88/ 92</p>	<p>Ver pág. 88/ 92</p>	<p>Ver pág. 88/ 92</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir os procedimentos de restringir o uso dos guindastes durante as operações de aterrissagem/decolagem do helicóptero; • Seguir procedimento de contratação de mão de obra qualificada; • Seguir procedimento que garanta que a empresa contratada cumpra as normas de proteção ao voo de aeronaves nas proximidades de embarcações; • Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores; • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência; • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente; • Acionar o Plano de Contingência da FPSO CAPIXABA • Acionar o PEI, no caso de derramamento de óleo no mar. 	<p>106 (continuação)</p>
	<ul style="list-style-type: none"> • Condição de tempo adversa 	<ul style="list-style-type: none"> • Visual 	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilidade de danos aos equipamentos / estruturas na Unidade • Possibilidade de incêndio/explosão • Possibilidade de queda do helicóptero no mar 	<p>Ver pág. 88/ 92</p>	<p>Ver pág. 88/ 92</p>	<p>Ver pág. 88/ 92</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir os procedimentos operacionais (atender as condições climáticas limites); • Seguir procedimento que garanta que a empresa contratada cumpra as normas de proteção ao voo de aeronaves nas proximidades de embarcações; • Seguir programa de treinamento e atualização dos operadores; • Seguir programa de treinamento para as situações de emergência; • Seguir procedimento de registro e investigação das causas do acidente; • Acionar o Plano de Contingência da FPSO CAPIXABA • Acionar o PEI, no caso de derramamento de óleo no mar. 	<p>106 (continuação)</p>

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	90/92
INSTALAÇÃO	Barco de Suprimento, Navio mensageiro, Navio Aliviador	FASE	Produção			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES:				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
Perda de estabilidade da Barco de Suprimento/ Navio Aliviador/ Navio Mensageiro	<ul style="list-style-type: none"> • Colisão com outra embarcação (navio lançador, rebocadores, barcos de apoio, etc) devido a adversidades climáticas 	<ul style="list-style-type: none"> • Visual • Sonora • Radar • Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilidade de queda de equipamentos e produtos no mar (óleo diesel, lubrificante etc) • Possibilidade de queda de homem ao mar • Possibilidade de incêndio • Possibilidade de emborcamento, adernamento e ou afundamento da embarcação 	D	IV	RM	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir o procedimento de observar continuamente o radar • Cumprir os procedimentos operacionais para aproximação entre embarcações • Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o Plano de Emergência da Unidade • Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente • Interromper a operação caso as condições climáticas sejam superiores a 8 na escala Beaufort 	107
	<ul style="list-style-type: none"> • Colisão com outra embarcação (navio lançador, rebocadores, barcos de apoio, etc) devido a erro de operação ou falha mecânica ou falha do sistema de controle de navegabilidade 	<ul style="list-style-type: none"> • Visual • Sonora • Radar • Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilidade de queda de equipamentos e produtos no mar (óleo diesel, lubrificante etc) • Possibilidade de queda de homem ao mar • Possibilidade de incêndio • Possibilidade de emborcamento, adernamento e ou afundamento da embarcação 				<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir os procedimentos previstos no Plano de Ancoragem • Cumprir os procedimentos operacionais de aproximação de embarcação • Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o Plano de Emergência da Unidade. • Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores • Cumprir programa de inspeção e manutenção dos equipamentos e linhas • Cumprir programa de inspeção manutenção e teste dos sistemas de segurança (alarmes, sensores, válvulas etc) 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	91/92
INSTALAÇÃO	Barco de Suprimento, Navio mensageiro, Navio Aliviador	FASE	Produção			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES:				

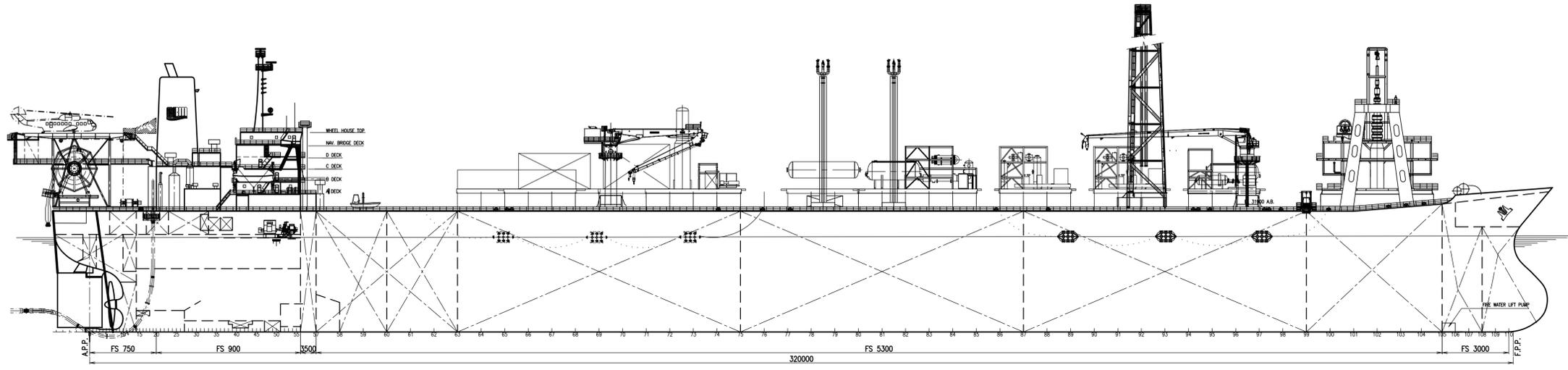
PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
<p>Cont. Perda de estabilidade da Barco de Suprimento/ Navio Aliviador/ Navio Mensageiro</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Colisão do AHTS contra o FPSO (durante operação de aproximação para posicionamento do FPSO CAPIXABA) 	<ul style="list-style-type: none"> • Visual • Sonora • Radar • Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de óleo diesel com possibilidade de contaminação do mar • Possibilidade de queda de equipamentos no mar • Possibilidade de queda de homem ao mar • Possibilidade de incêndio • Possibilidade de emborcamento, adernamento e ou afundamento da embarcação 	<p>Ver pág. 90/ 92</p>	<p>Ver pág. 90/ 92</p>	<p>Ver pág. 90/ 92</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir os procedimentos operacionais das embarcações com operação na área da monobóia • Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o Plano de Emergência da Unidade • Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente 	<p>107 (continuação)</p>
	<ul style="list-style-type: none"> • Encalhe durante trajeto Porto – Campo de Golfinho 	<ul style="list-style-type: none"> • Visual • Sonora • Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> • Perda de óleo diesel com possibilidade de contaminação do mar • Possibilidade de queda de equipamentos no mar • Possibilidade de queda de homem ao mar • Possibilidade de incêndio • Possibilidade de emborcamento, adernamento e ou afundamento da embarcação 	<p>Ver pág. 90/ 92</p>	<p>Ver pág. 90/ 92</p>	<p>Ver pág. 90/ 92</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir os procedimentos operacionais estabelecidos para cada atividade • Cumprir o procedimento de consultar as cartas náuticas • Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o Plano de Emergência da Unidade • Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente; • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada 	

ANÁLISE PRELIMINAR DE PERIGOS - APP

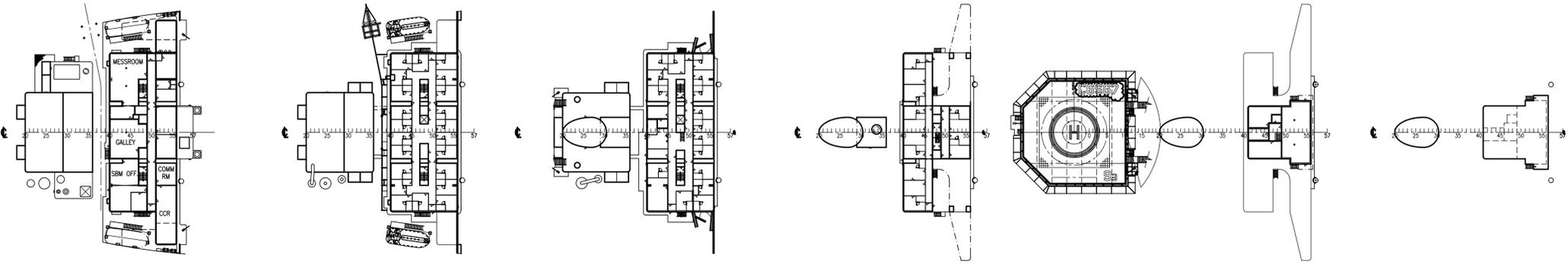
CLIENTE	PETROBRAS – E&P	UN-ES	DATA	AGO/2007	FOLHA	92/92
INSTALAÇÃO	Barco de Suprimento, Navio mensageiro, Navio Aliviador	FASE	Produção			
DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA	Caracterização da Atividade/ EIA-RIMA ANALYTICAL SOLUTIONS, desenhos	OBSERVAÇÕES:				

PERIGOS	CAUSAS	DETECÇÕES	EFEITOS	CAT. PROB.	CAT. CONS.	CAT RISCO	MEDIDAS PREVENTIVAS / MITIGADORAS	HIPÓTESE ACIDENTAL
<p><u>Cont.</u> Perda de estabilidade da Barco de Suprimento/ Navio Aliviador/ Navio Mensageiro</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Erro de operação ou equipamento durante a distribuição de lastro ou carga 	<ul style="list-style-type: none"> • Visual • Alarme no painel 	<ul style="list-style-type: none"> • Possibilidade de queda de equipamentos e produtos no mar (óleo diesel, lubrificante etc) • Possibilidade de queda de homem ao mar • Possibilidade de incêndio • Possibilidade de emborcamento, adernamento e ou afundamento da embarcação 	<p>Ver pág. 90/ 92</p>	<p>Ver pág. 90/ 92</p>	<p>Ver pág. 90/ 92</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Cumprir os procedimentos operacionais estabelecidos para cada atividade • Cumprir programa de treinamento para as situações de emergência • Acionar o Plano de Emergência da Unidade • Cumprir procedimento de registro e investigação das causas do acidente • Cumprir programa de contratação de mão de obra qualificada • Cumprir programa de treinamento e atualização dos operadores 	<p>107 (continuação)</p>

ANEXO VI.5.2-2
Planta Arranjo Geral
(*Vessel – General Arrangement*)



SIDE VIEW



A - DECK
EL. 30900 A.B.

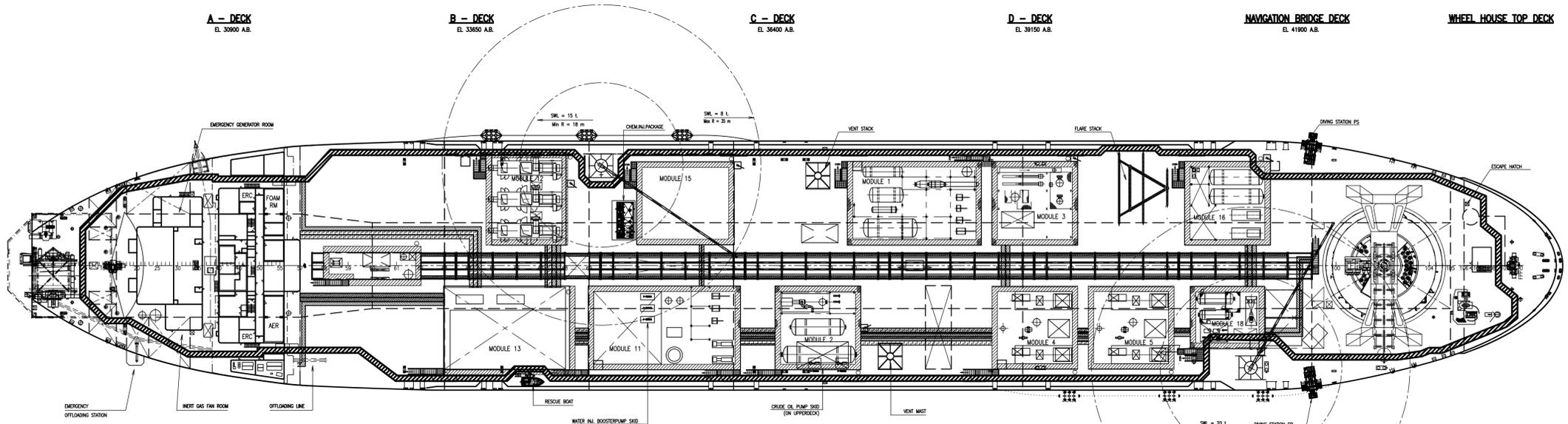
B - DECK
EL. 33650 A.B.

C - DECK
EL. 36400 A.B.

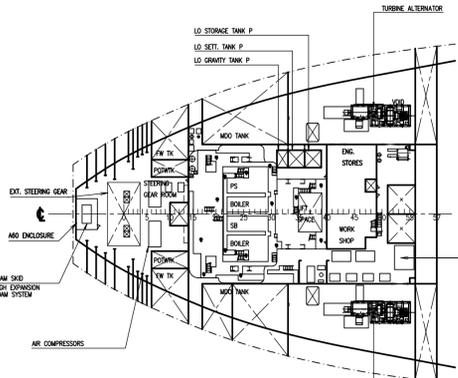
D - DECK
EL. 39150 A.B.

NAVIGATION BRIDGE DECK
EL. 41900 A.B.

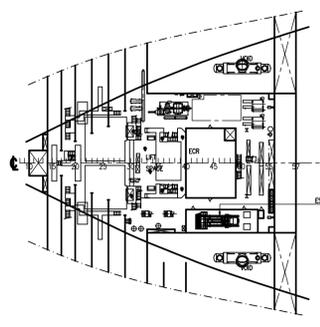
WHEEL HOUSE TOP DECK



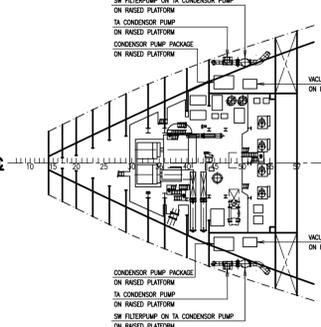
TOP VIEW
EL. 27000 AT 306/EL. 27950 AT CL.



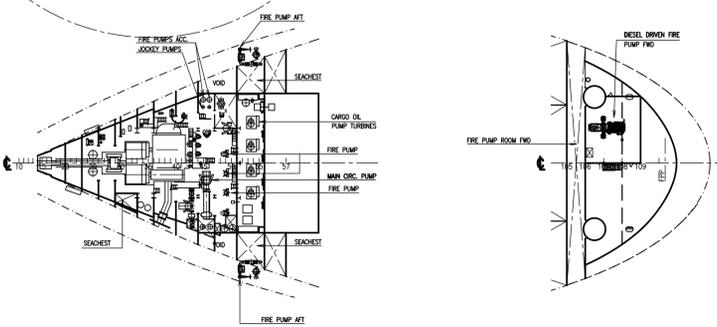
UPP. ENG. FLAT
EL. 21800 A.B.



LOW. ENG. FLAT
EL. 14150 A.B.



OPERATING FLAT
EL. 9050 A.B.



MAIN FLOOR
EL. 4300 A.B.

BOSUNS STORE
EL. 23500 A.B.

REFERENCE DOCUMENTS

- H39350-DNF01011 VESSEL, ACCOMMODATION - WHEEL HOUSE TOP, ARRANGEMENT PLAN
- H39350-DNF01012 VESSEL, ACCOMMODATION - NAVIGATION BRIDGE DECK, ARRANGEMENT PLAN
- H39350-DNF01013 VESSEL, ACCOMMODATION - D DECK, ARRANGEMENT PLAN
- H39350-DNF01014 VESSEL, ACCOMMODATION - C DECK, ARRANGEMENT PLAN
- H39350-DNF01015 VESSEL, ACCOMMODATION - B DECK, ARRANGEMENT PLAN
- H39350-DNF01016 VESSEL, ACCOMMODATION - A DECK, ARRANGEMENT PLAN
- H39350-DNF01017 VESSEL, ACCOMMODATION - UPPER DECK, ARRANGEMENT PLAN
- H39350-DNF01020 VESSEL, POOPDECK, ARRANGEMENT PLAN
- H39350-DNF01021 VESSEL, FORECASTLEDECK, ARRANGEMENT PLAN
- H39350-DPT92130 TOPSIDE, OVERALL, EQUIPMENT & ESCAPE ROUTE LAYOUT
- H39350-DSF04264 VESSEL, HELIDECK, ARRANGEMENT
- H39350-DNF03002 VESSEL, UPPER ENGINE FLAT, EQUIPMENT LAYOUT
- H39350-DKF03003 VESSEL, LOWER ENGINE FLAT, EQUIPMENT LAYOUT
- H39350-DKF03004 VESSEL, OPERATING ENGINE FLAT, EQUIPMENT LAYOUT
- H39350-DKF03005 VESSEL, MAIN FLOOR, LAYOUT

MAIN DIMENSIONS

LENGTH OVER ALL - F.P.S.O.	345,526 m.
LENGTH (B.P.)	320,000 m.
BREADTH (MID)	54,500 m.
DEPTH (MID)	27,000 m.
DRAFT (MID - TROPICAL)	21,466 m.
DRAFT (MID - SUMMER)	21,028 m.

C1	Sta 01-04-05	ISSUE FOR COMMENTS AND/OR APPROVAL	mHa	Bri	dHo
11	Sta 25-11-04	INTER DISCIPLINE CHECK	mHa	Bri	dHo
Rev	Original	Date	Description of revision	Drawn	Checked
Rev	Revised	Date	Description of revision	Drawn	Approved

CLIENT **PROJECT**
BR PETROBRAS **FP50 CAPIXABA**

SBM **Gusto**
 SINGLE BUOY MOORINGS INC. (MARLY - SWITZERLAND) **IHC Gusto Engineering B.V.**
 P.O. Box 11
 3100 AA Schiedam
 The Netherlands

© Copyright of IHC Gusto Engineering B.V. (2004)

VESSEL GENERAL ARRANGEMENT PLAN

Format	Projection Method	Scale	Project Number	Document Number	Sheet No./Sheets	Revision
AO		1:400	HI 39350	DNF01010	1 / 1	C1

Printed at: 01-Apr-2005 13:46 By: sjo
H:\v\39350\DNF01010.DWG

ANEXO VI.5.2-3
Plantas de Equipamentos e Rotas de Fuga
(*Topside Overall / Equipment & Escape Route
Layout*)

GENERAL NOTES:

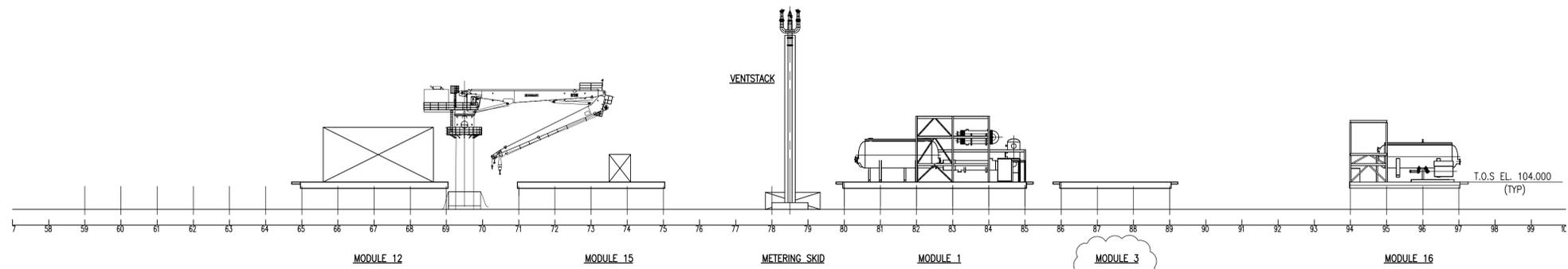
1 FOR ALL MODULES T.O.S EL. +104.000
(4 METRES ABOVE HIGHEST POINT OF UPPER DECK, WICH IS EL. +100.000)

LEGEND:

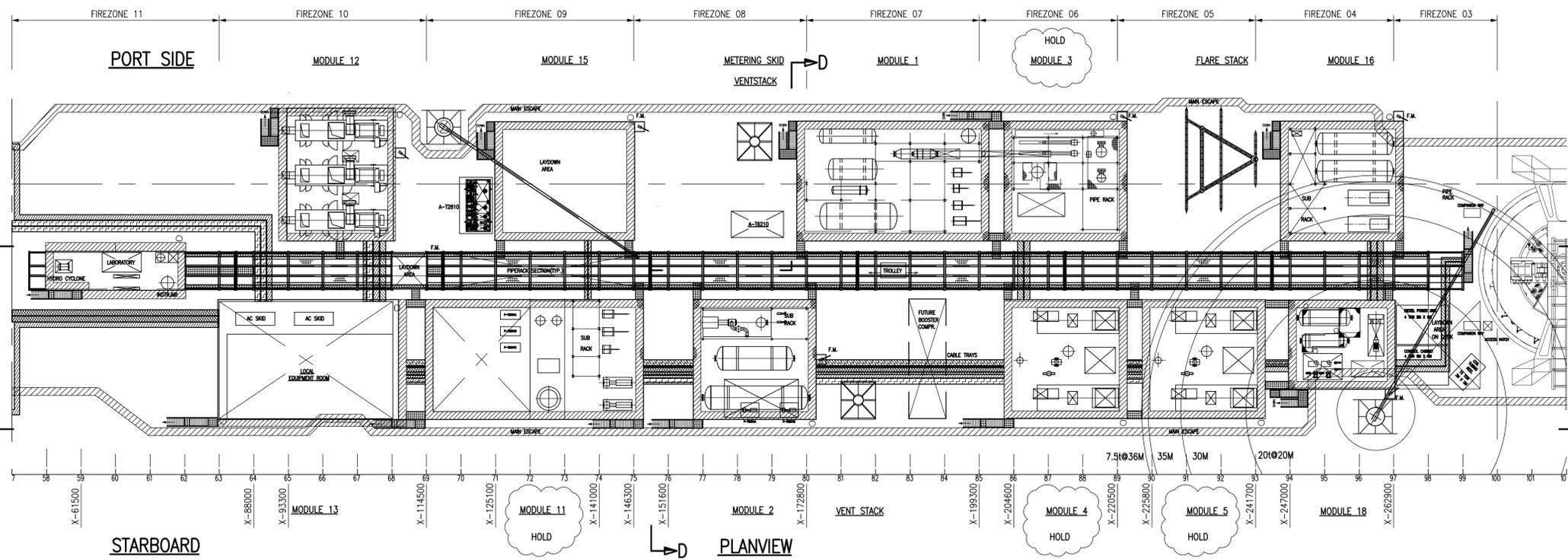
- GRATING
- PLATING
- ESCAPE ROUTE

REFERENCE DRAWINGS:

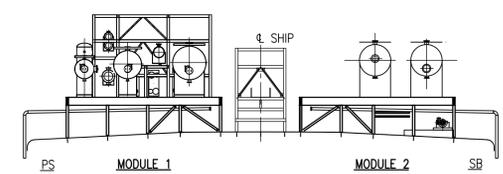
- DPT92131 MODULE 1 HP SEPARATION
- DPT92132 MODULE 2 LP SEPARATION
- DPT92133 MODULE 3 GAS DEHYDRATION
- DPT92134 MODULE 4 GAS COMPRESSION A
- DPT92135 MODULE 5 GAS COMPRESSION B
- DPT92136 MODULE 11 GAS UTILITY/WATER TREATMENT
- DPT92137 MODULE 12 POWER GENERATION
- DPT92138 MODULE 13 LOCAL EQUIPMENT ROOM
- DPT92139 MODULE 15 LAYDOWN AREA PS/CHEMICAL INJECTION
- DPT92140 MODULE 16 FLARE KO DRUMS/WATER INJECTION PUMPS
- DPT92141 MODULE 18 WELL SERVICES
- DPT92605 PIPE RACK FR.58 - FR. 62



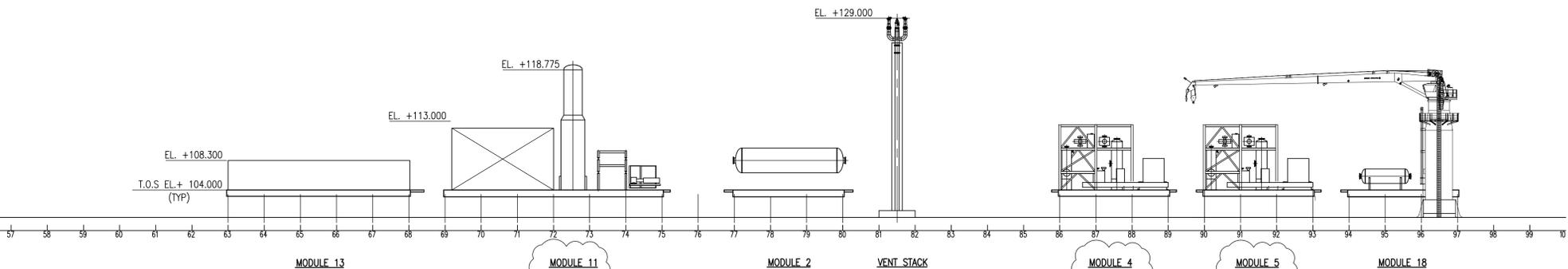
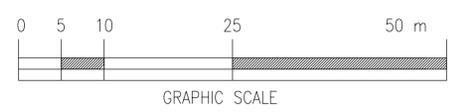
MODULES PORT SIDE SECTION A-A



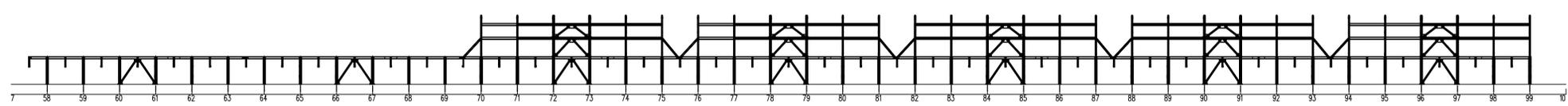
PLANVIEW



SECTION D-D



MODULES STARBOARD SECTION B-B



CENTRAL PIPE RACK LOOKING PORTSIDE

C1	wmV	29MAR05	FOR COMMENTS AND OR APPROVAL	wmV	Bsl	Bsl	dHa
P2	Kuh	25JAN05	PRELIMINARY ISSUE	Kuh	Bsl	Bsl	dHa
P1	Kuh	10DEC04	PRELIMINARY ISSUE	Kuh	Bsl	Bsl	dHa
Author/	Originator	Date	Description of revision	Checked	LE	EPM	Approved

CLIENT **PROJECT**

BR PETROBRAS **FPSO CAPIXABA**

SBM SINGLE BUOY MOORINGS INC MARLY - SWITZERLAND **IHC Gusto Engineering B.V.** P.O. Box 11 3100 AA Schiedam The Netherlands **Gusto**

Copyright of IHC Gusto Engineering B.V. (2004)

Title: TOPSIDE OVERALL EQUIPMENT & ESCAPE ROUTE LAYOUT						
Format: A1	Projection Method:	Scale: 1:400	Project Number: HI 39350	Document Number: DPT92130	Sheet No./Sheets: 1 / 1	Revision: P2

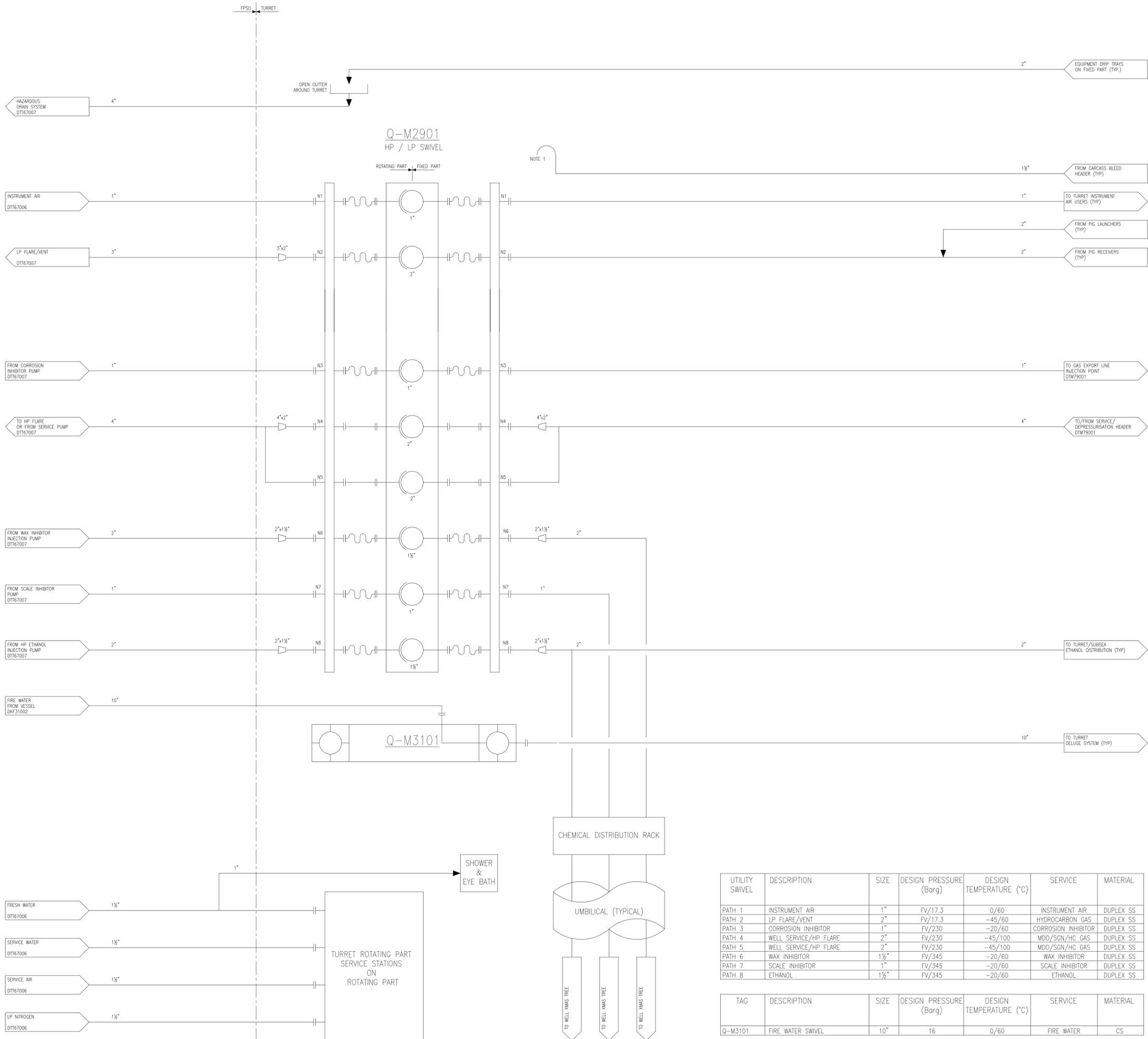
ANEXO VI.5.2-4

Fluxogramas de Engenharia – FPSO CAPIXABA

Status	Rev.	Description	Drawn by	Originator	Checker	Group Leader	Date
C	1	FOR COMMENTS AND APPROVAL	SHB	JJA	PFE	CJD	FEB 2005

NOTES

1. VENT TO SAFE LOCATION ON FIXED PART.



UTILITY SWIVEL	DESCRIPTION	SIZE	DESIGN PRESSURE (Barg)	DESIGN TEMPERATURE (°C)	SERVICE	MATERIAL
PATH 1	INSTRUMENT AIR	1"	FV/17.3	0/60	INSTRUMENT AIR	DUPLEX SS
PATH 2	LP FLARE/VENT	2"	FV/17.3	-45/60	HYDROCARBON GAS	DUPLEX SS
PATH 3	CORROSION INHIBITOR	1"	FV/230	-20/60	CORROSION INHIBITOR	DUPLEX SS
PATH 4	WELL SERVICE/HP FLARE	2"	FV/230	-45/100	MDO/SGN/HC GAS	DUPLEX SS
PATH 5	WELL SERVICE/HP FLARE	2"	FV/230	-45/100	MDO/SGN/HC GAS	DUPLEX SS
PATH 6	WAX INHIBITOR	1½"	FV/345	-20/60	WAX INHIBITOR	DUPLEX SS
PATH 7	SCALE INHIBITOR	1"	FV/345	-20/60	SCALE INHIBITOR	DUPLEX SS
PATH 8	ETHANOL	1½"	FV/345	-20/60	ETHANOL	DUPLEX SS

TAG	DESCRIPTION	SIZE	DESIGN PRESSURE (Barg)	DESIGN TEMPERATURE (°C)	SERVICE	MATERIAL
Q-M3101	FIRE WATER SWIVEL	10"	16	0/60	FIRE WATER	CS

CLIENT *BR PETROBRAS* **PROJECT** **FPSO CAPIXABA**

SEE DWG.ASSY: N/A TOTAL WEIGHT: N/A

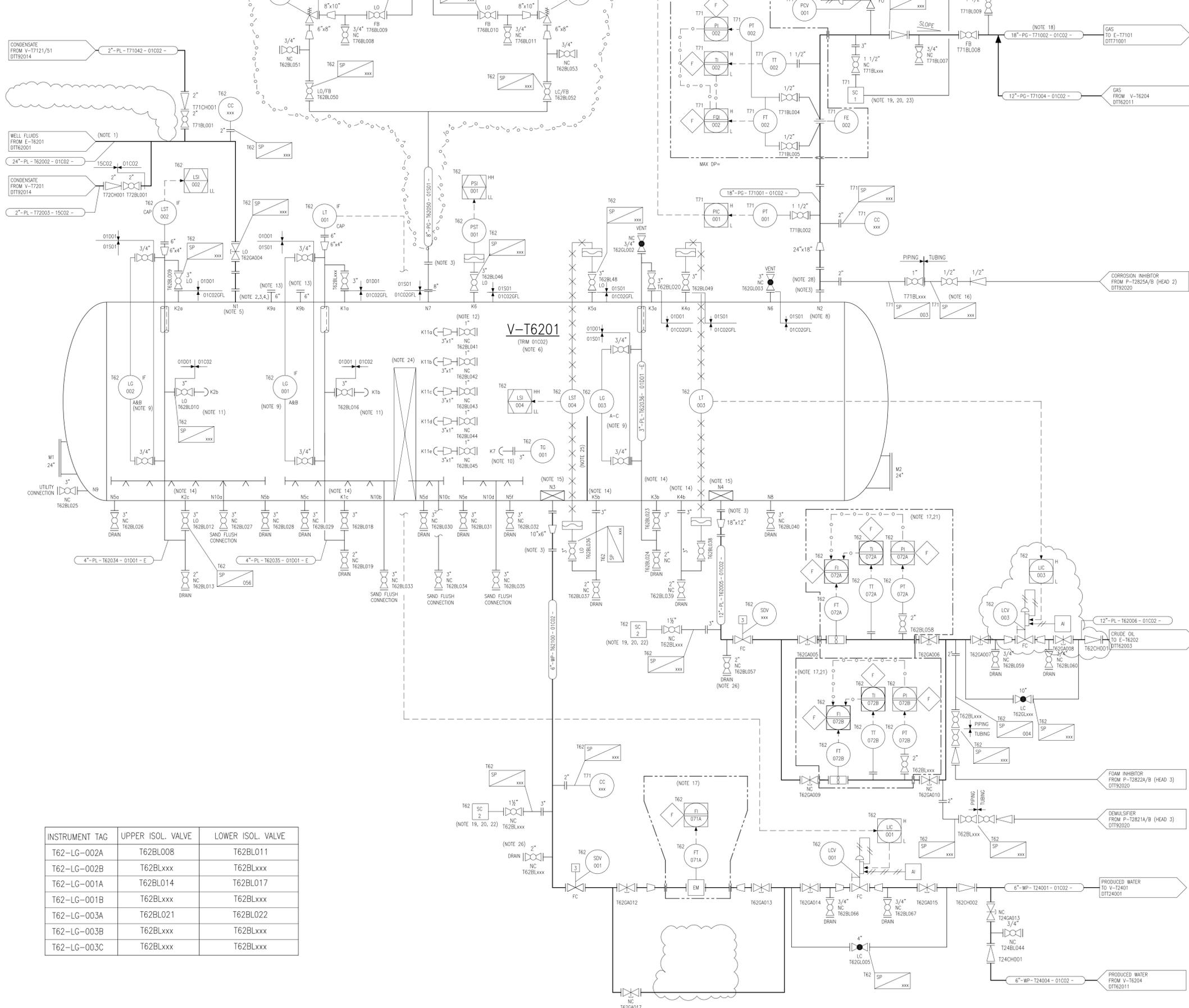
2004 © COPYRIGHT BY SINGLE BUOY MOORINGS INC. (S.B.M.) HOWEVER, THIS DOCUMENT IS THE PROPERTY OF S.B.M. THIS DOCUMENT, OR ANY PART THEREOF, MAY NOT BE MADE KNOWN, REPRODUCED OR BE MULTIPLIED OR IN ANY OTHER WAY BE MADE USE OF WITHOUT PERMISSION OF S.B.M. INC.

E.P.M NAME: C. VOGT DATE: **SINGLE BUOY MOORINGS INC**
MARLY - SWITZERLAND
ENGINEERING OFFICES MONACO P.O. BOX 199

TURRET UTILITIES PROCESS FLOW DIAGRAM

SCALE NOTED: HI 39350 DRAWING Size: A1
DRAWING Number: DTM29001 C1

V-T6201 HP SEPARATOR	
ID x LENGTH	3900 x 9754 (mm x mm)
DESIGN PRESS.	FV/ 16 barg
DESIGN TEMP.	-15/100°C
OPERATING PRESS.	8 barg
OPERATING TEMP.	55°C
MOC	CS (GFL)



- ### NOTES
- LINE SUBJECT TO SLUGGING
 - MINIMUM 5D LENGTH SAME SIZE AS NOZZLE
 - REMOVABLE SPOOL
 - LONG RADIUS ELBOW (3D)
 - CRUDE OIL INLET PROVIDED WITH INLET CYCLONE (ANTI-FOAM)
 - GLASS FLAKE LINED VESSEL PROVIDED WITH SACRIFICIAL ANODES.
 - NO POCKETS
 - VANE PACK
 - FOR TAGNUMBERS OF ISOLATION VALVES ON LEVEL GAUGES REFER TO THE TABLE IN THE LEFT HAND CORNER (HOLD)
 - TO BE LOCATED IN THE LIQUID PHASE. DIFFERENCE IN READING FROM THE LEVEL INSTRUMENTS.
 - NOZZLES K1A/2A, K1B/2B, AND K1C/2C AS CLOSE AS POSSIBLE TOGETHER TO MINIMIZE DIFFERENCE IN READING FROM THE LEVEL INSTRUMENTS.
 - SAMPLE CONNECTIONS: ONE NOZZLE TO BE LOCATED AT INTERFACE LEVEL. TWO ABOVE AND TWO BELOW AT INTERVALS OF 100mm
 - SPARE NOZZLE WITH STILLING WELL.
 - NOZZLE TO BE EXTENDED 4" INTO THE VESSEL.
 - EXTENDED NOZZLE WITH VORTEX BREAKER.
 - INJECTION NOZZLE TO BE LOCATED AS CLOSE AS POSSIBLE TO OUTLET NOZZLE
 - BY FLOW METERING PACKAGE SUPPLIER IN ADDITION, PG AND TG ARE VENDOR SUPPLIED BUT THESE ARE NOT SHOWN FOR CLARITY (HOLD)
 - NO POCKETS. MINIMIZE ELBOWS
 - FOR SAMPLE POINT DETAILS REFER TO DRAWING DTF92011
 - TO BOTTOM OF PIPE
 - ORIFICE PLATE IN VERTICAL PIPE
 - TO BE INTRUSIVE AND LOCATED IN VERTICAL PIPE WITH ASCENDING FLOW
 - TO BE INTRUSIVE AND LOCATED IN HORIZONTAL PIPE
 - COALESCER PACK
 - WEIR
 - LOCATION OF LOW POINT DRAIN AS CLOSE AS POSSIBLE TO OUTLET OF VESSEL
 - SAMPLE POINT DISCHARGE TO BE ROUTED TO LP FLARE (GAS SAMPLES) OR HAZARDOUS DRAINS (LIQUID SAMPLES) TO ALLOW FOR FLUSHING TO OBTAIN A REPRESENTATIVE SAMPLE
 - INJECTION POINT AS CLOSE AS POSSIBLE TO SEPARATOR OUTLET NOZZLE

- ### REFERENCE DRAWINGS
- | | |
|-------------|--|
| 1. DTF92005 | FPSO - PIPING LEGEND - P&ID |
| 2. DTF92006 | FPSO - INSTRUMENTATION LEGEND - P&ID |
| 3. DTF92007 | FPSO - EQUIPMENT LEGEND - P&ID |
| 4. DTF92008 | FPSO - PIPING IDENTIFICATION LEGEND - P&ID |
| 5. DTF92009 | FPSO - TYPICAL DETAILS - P&ID 1 |
| 6. DTF92010 | FPSO - TYPICAL DETAILS - P&ID 2 |
| 7. DTF92011 | FPSO - TYPICAL DETAILS - P&ID 3 |

- ### HOLDS
- FLOW METER PACKAGE DETAILS
 - PSV SIZES
 - DELETED
 - FLARE HEADER SIZES
 - RELIEF VALVE LINE SIZES
 - CONTROL VALVE SIZES

INSTRUMENT TAG	UPPER ISOL. VALVE	LOWER ISOL. VALVE
T62-LG-002A	T62BL008	T62BL011
T62-LG-002B	T62BLxxx	T62BLxxx
T62-LG-001A	T62BL014	T62BL017
T62-LG-001B	T62BLxxx	T62BLxxx
T62-LG-003A	T62BL021	T62BL022
T62-LG-003B	T62BLxxx	T62BLxxx
T62-LG-003C	T62BLxxx	T62BLxxx

MODULE 1

C1	Saf	11-03-05	FOR COMMENTS AND/OR APPROVAL	Saf	Wer	Son	dHa
11	Saf	21-01-05	INTERNAL DISCIPLINE CHECK	Wis	Wer	Son	dHa
Status/Rev.	Originator	Date	Description of revision	Drawing	LE	EPM	
				Checked		Approved	

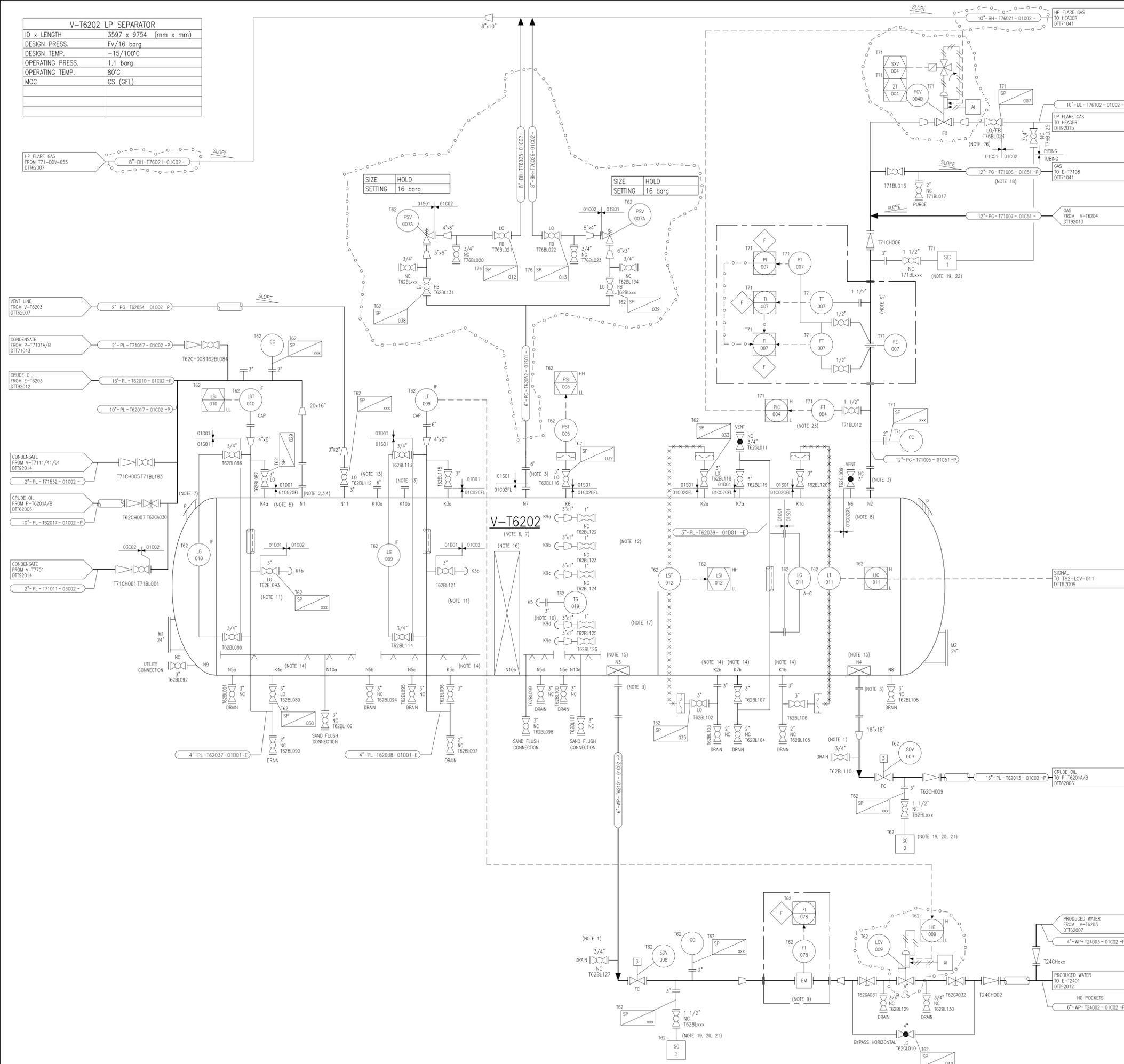
CLIENT: **BR PETROBRAS** PROJECT: **FPSO CAPIXABA**

SINGLE BUOY MOORINGS INC. MARLY - SWITZERLAND IHC Gusto Engineering B.V. P.O. Box 11 3100 AA Schiedam The Netherlands

© Copyright of IHC Gusto Engineering B.V. (2004)

Title: TOPSIDE HP SEPARATOR P&ID			
Format: A1	Projection Method: N.T.S.	Scale: HI	Project Number: 39350
Document Number: DTT62002	Sheet No./Sheets: 1 / 1	Revision: C1	

V-T6202 LP SEPARATOR	
ID x LENGTH	3597 x 9754 (mm x mm)
DESIGN PRESS.	FV/16 barg
DESIGN TEMP.	-15/100°C
OPERATING PRESS.	1.1 barg
OPERATING TEMP.	80°C
MOC	CS (GFL)



- ### NOTES
- LOCATION OF LOW POINT DRAIN AS CLOSE AS POSSIBLE TO OUTLET OF VESSEL
 - MINIMUM 5D LENGTH SAME SIZE AS NOZZLE
 - REMOVABLE SPOOL
 - LONG RADIUS ELBOW (3D)
 - CRUDE OIL INLET PROVIDED WITH INLET CYCLONE (ANTI-FOAM)
 - GLASS FLAKE LINED VESSEL PROVIDED WITH SACRIFICIAL ANODES
 - VESSEL TO BE SHIELDED FOR PERSONNEL PROTECTION
 - VANE PACK
 - BY FLOW METERING PACKAGE SUPPLIER. IN ADDITION, PG AND TG ARE VENDOR SUPPLIED, BUT THESE ARE NOT SHOWN FOR CLARITY
 - TO BE LOCATED IN THE LIQUID PHASE
 - NOZZLES K3a/4a, K3b/4b and K3c/4c AS CLOSE AS POSSIBLE TOGETHER TO MINIMIZE DIFFERENCE IN READING FROM THE LEVEL INSTRUMENTS.
 - SAMPLE CONNECTIONS: ONE NOZZLE TO BE LOCATED AT INTERFACE LEVEL. TWO ABOVE AND TWO BELOW AT INTERVALS OF 100mm
 - SPARE NOZZLE WITH STILLING WELL.
 - NOZZLE TO BE EXTENDED 4" INTO THE VESSEL.
 - EXTENDED NOZZLE WITH VORTEX BREAKER
 - COALESER PACK
 - WEIR
 - NO POCKETS. MINIMIZE ELBOWS
 - FOR SAMPLE POINT DETAILS REFER TO DRAWING DTF92011
 - SAMPLE POINT DISCHARGE TO BE ROUTED TO LP FLARE (GAS SAMPLES) OR HAZARDOUS DRAINS (LIQUID SAMPLES) TO ALLOW FOR FLUSHING TO OBTAIN A REPRESENTATIVE SAMPLE
 - TO BE INTRUSIVE AND LOCATED IN VERTICAL PIPE WITH ASCENDING FLOW
 - TO BE INTRUSIVE AND LOCATED IN HORIZONTAL PIPE
 - AT OPERATING PRESSURES ABOVE 5 barg, POSITION OF CONTROL VALVE T71-PCV-004 SHALL BE LIMITED TO A MAXIMUM OPENING CORRELATING TO A CV VALUE OF 200

- ### REFERENCE DRAWINGS
- | | |
|-------------|--|
| 1. DTF92005 | FPSO - PIPING LEGEND - P&ID |
| 2. DTF92006 | FPSO - INSTRUMENTATION LEGEND - P&ID |
| 3. DTF92007 | FPSO - EQUIPMENT LEGEND - P&ID |
| 4. DTF92008 | FPSO - PIPING IDENTIFICATION LEGEND - P&ID |
| 5. DTF92009 | FPSO - TYPICAL DETAILS - P&ID 1 |
| 6. DTF92010 | FPSO - TYPICAL DETAILS - P&ID 2 |
| 7. DTF92011 | FPSO - TYPICAL DETAILS - P&ID 3 |

- ### HOLDS
- FLOWMETER PACKAGE DETAILS
 - PSV SIZES
 - DELETED
 - RELIEF VALVE LINE SIZE
 - FLAME HEADER SIZE
 - CONTROL VALVE SIZE
 - DELETED

MODULE 2

Slu/Rev	Originator	Date	Description of revision	Checked	Approved
C1	Saf	11-03-05	FOR COMMENTS AND/OR APPROVAL		
I1	Saf	21-01-05	INTERNAL DISCIPLINE CHECK		

CLIENT	PROJECT
	FPSO CAPIXABA
SINGLE BUOY MOORINGS INC MARLY - SWITZERLAND	IHC Gusto Engineering B.V. P.O. Box 11 3100 AA Schiedam The Netherlands

Title		TOPSIDE LP SEPARATOR P&ID	
Format	Projection Method	Scale	Project Number
A1	1st Angle	N.T.S.	HI 39350
Document Number	Sheet No./Sheets		Revision
DTT62005	1 / 1		C1

P-T6201A/B CRUDE OIL PUMPS (2x100%)	
TYPE	CENTRIFUGAL
MEDIUM	CRUDE OIL
DESIGN PRESS.	16 barg
DESIGN TEMP.	100°C
DESIGN CAP.	744 m ³ /h
DIFF. HEAD	72 m
DRIVER	E-MOTOR
HYDR. POWER	kw
MOC	CASING: CS
	IMPELLER: SS

NOTES

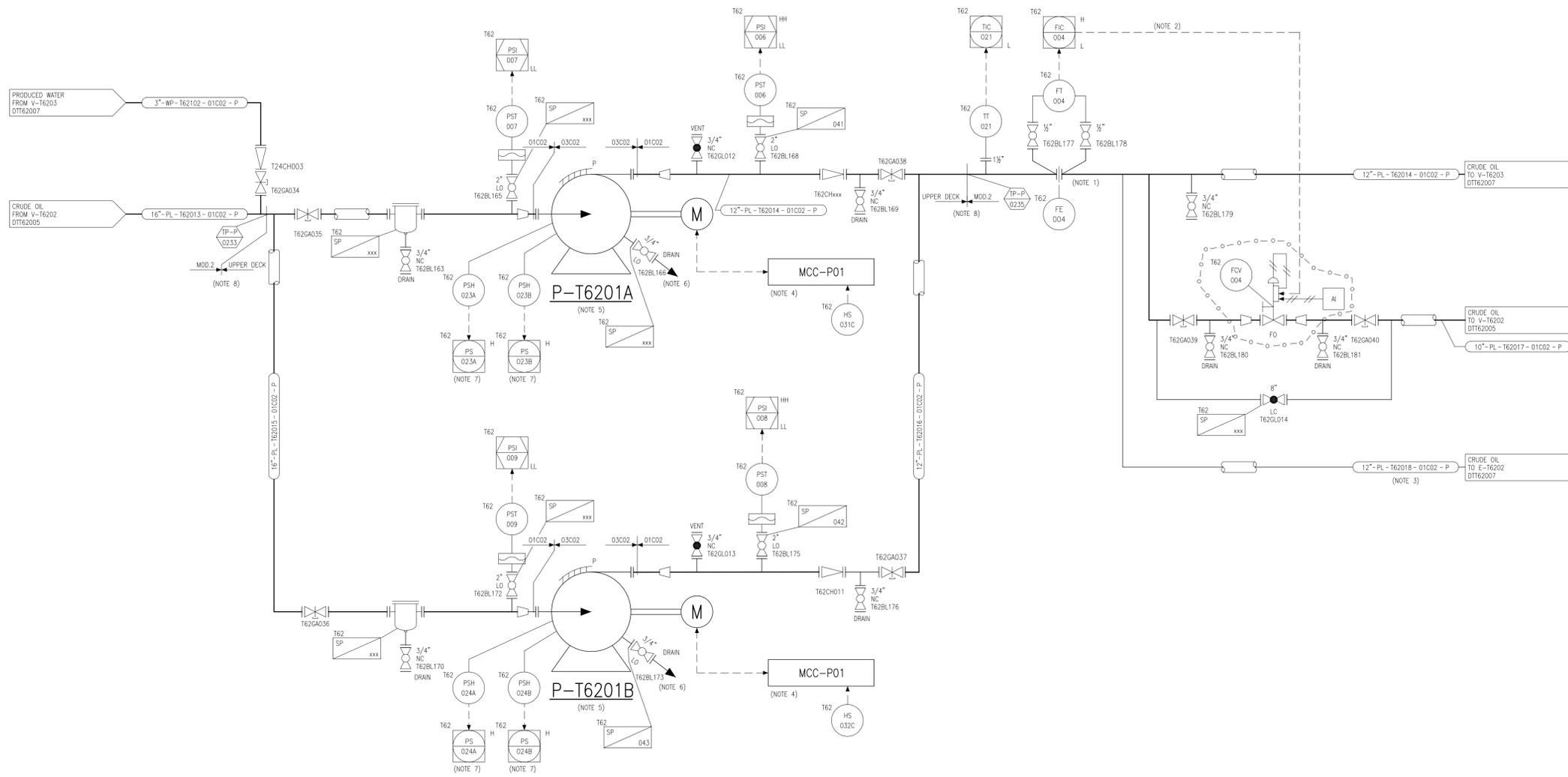
1. FLOW METER STRAIGHT LENGTH REQUIREMENT: S 15D UPSTREAM AND 5D DOWNSTREAM.
2. MINIMUM FLOWCONTROL.
3. ELECTROSTATIC TREATER BYPASS, LOW WATER CUT OPERATION OR MAINTENANCE.
4. AUTO DUTY/ STAND-BY CONTROL.
5. PUMP IS PROVIDED WITH BACK UP SEAL AND SEAL LEAKAGE DETECTION SYSTEM.
6. SEAL DRAIN TO HAZARDOUS DRAIN (NEAREST GUTTER)
7. PSH ON SEAL LEAKAGE DETECTION SYSTEM.
8. PUMPS AND ASSOCIATED PIPEWORK SHALL BE POSITIONED ON A SKID UNDERNEATH MODULE 2

REFERENCE DRAWINGS

1. DTF92005 FPSO - PIPING LEGEND - P&ID
2. DTF92006 FPSO - INSTRUMENTATION LEGEND - P&ID
3. DTF92007 FPSO - EQUIPMENT LEGEND - P&ID
4. DTF92008 FPSO - PIPING IDENTIFICATION LEGEND - P&ID
5. DTF92009 FPSO - TYPICAL DETAILS - P&ID 1
6. DTF92010 FPSO - TYPICAL DETAILS - P&ID 2
7. DTF92011 FPSO - TYPICAL DETAILS - P&ID 3

HOLDS

1. CONTROL VALVE SIZE
2. EQUIPMENT DETAILS



UPPER DECK / MODULE 2
(NOTE 8)

C1	Saf	11-03-05	FOR COMMENTS AND/OR APPROVAL					Saf	Wer	Son	dHa
I1	Saf	21-01-05	INTERNAL DISCIPLINE CHECK					Wis	Wer	Son	dHa
Saf/Innotator	Originator	Date	Description of revision								
				Checked							

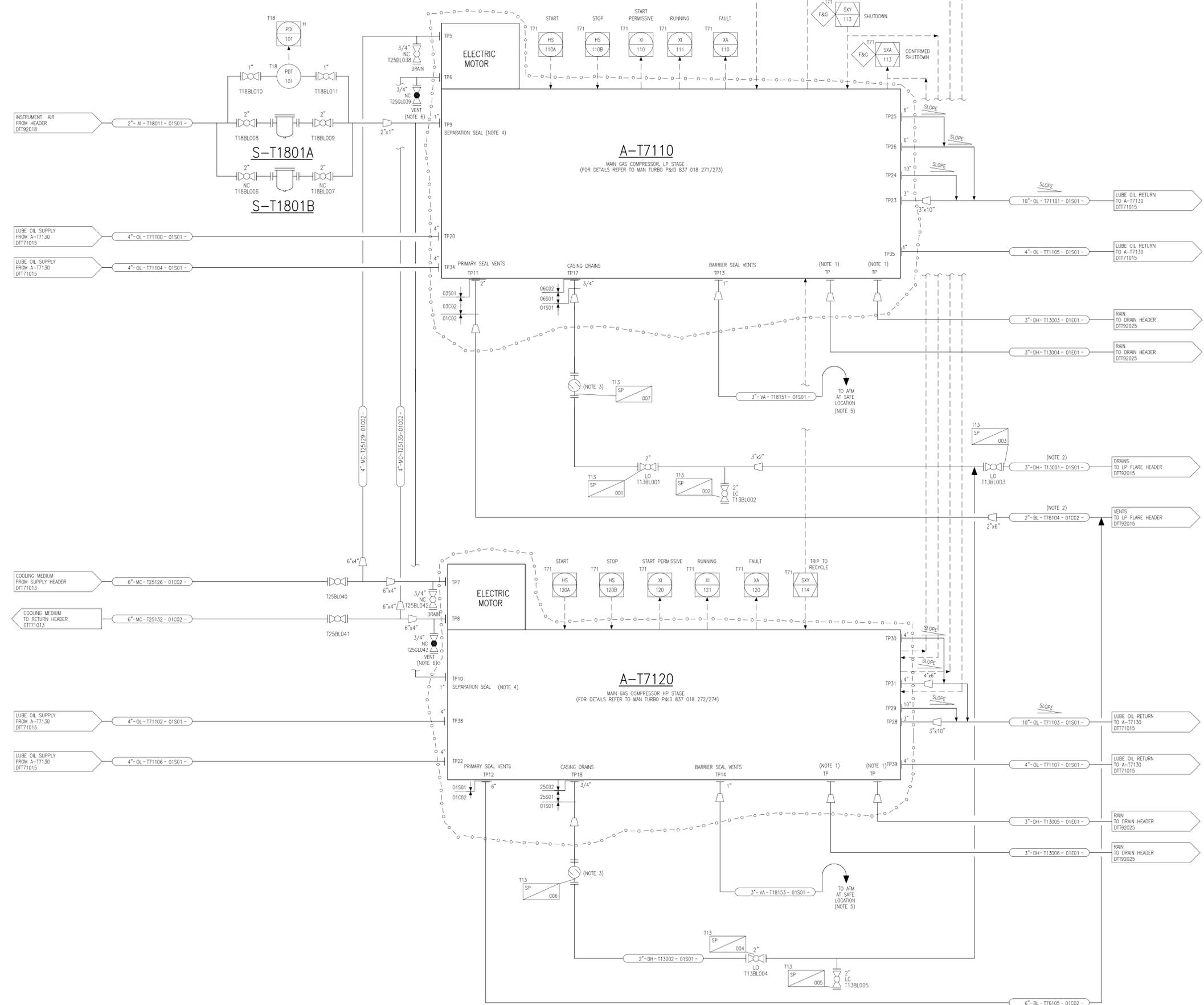
CLIENT **PROJECT**

BR PETROBRAS **FPSO CAPIXABA**

SINGLE BUOY MOORINGS INC MARLY - SWITZERLAND	IHC Gusto Engineering B.V. P.O. Box 11 3100 AA Schiedam The Netherlands
--	---

© Copyright of IHC Gusto Engineering B.V. (2004)						
Title: TOPSIDE CRUDE OIL PUMPS P&ID						
Format: A1	Projection Method:	Scale: N.T.S.	Project Number: HI 39350	Document Number: DTT62006	Sheet No./Sheets: 1 / 1	Revision: C1

S-T1801A/B SEAL AIR DUST FILTER (2x100%)		A-T7110 MAIN GAS COMPRESSOR, LP STAGE		A-T7120 MAIN GAS COMPRESSOR, HP STAGE	
CAPACITY	Nm ³ /h	TYPE	CENTRIFUGAL	TYPE	CENTRIFUGAL
DESIGN PRESS.	10 barg				
DESIGN TEMP.	65 °C				
FILTRATION	3 MICROMETER				



NOTES

1. FROM BASE PLATE DRAIN
2. TIE-IN AT TOP OF HEADER
3. SIGHT GLASS TO DETECT POSSIBLE LIQUID LEG. SIGHT GLASS TO BE VISIBLE WHEN OPERATING THE CASING DRAIN VALVES
4. SEAL GAS LINES INSIDE VENDOR PACKAGE TO BE HEAT TRACED, REFER TO VENDOR P&ID FOR DETAILS
5. ATMOSPHERIC VENT TO BE LOCATED AT A WELL VENTILATED, HIGH LOCATION AT LEAST 3 METERS AWAY FROM NORMAL PERSONNEL ACCESS
6. LOCATED AT HIGH POINT

REFERENCE DRAWINGS

- | | |
|-------------|--|
| 1. DTF92005 | FPSO - PIPING LEGEND - P&ID |
| 2. DTF92006 | FPSO - INSTRUMENTATION LEGEND - P&ID |
| 3. DTF92007 | FPSO - EQUIPMENT LEGEND - P&ID |
| 4. DTF92008 | FPSO - PIPING IDENTIFICATION LEGEND - P&ID |
| 5. DTF92009 | FPSO - TYPICAL DETAILS - P&ID 1 |
| 6. DTF92010 | FPSO - TYPICAL DETAILS - P&ID 2 |
| 7. DTF92011 | FPSO - TYPICAL DETAILS - P&ID 3 |

HOLDS

1. VENDOR DATA

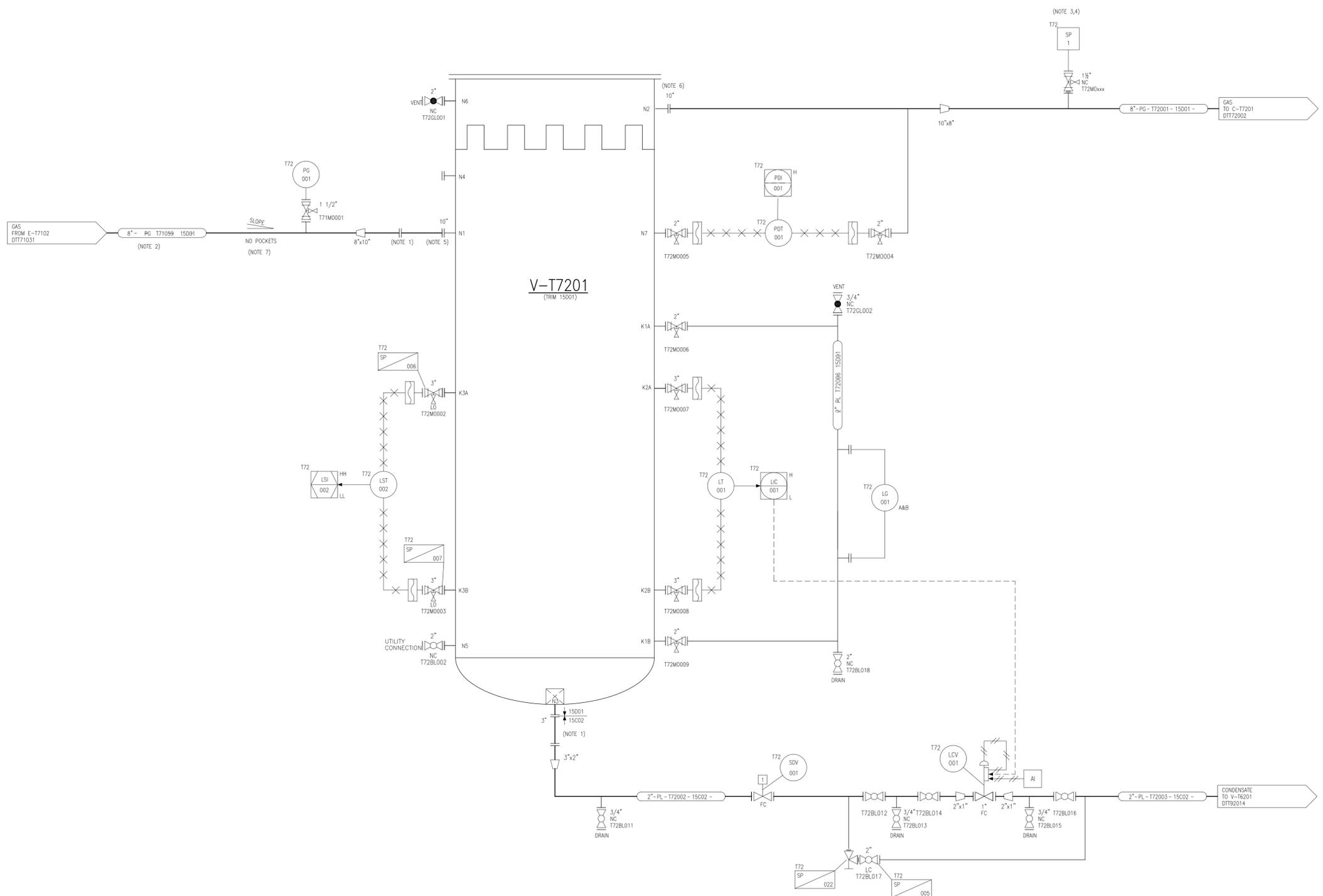
MODULE 4

C1	Saf	11-03-05	FOR COMMENT AND/OR APPROVAL	Fus	Wer	Son	dHa		
I1	Saf	31-01-05	INTERNAL DISCIPLINE CHECK	Fus	Wer	Son	dHa		

CLIENT	PROJECT
PETROBRAS	FPSO CAPIXABA
SINGLE BUOY MOORINGS INC MARLY - SWITZERLAND	IHC Gusto Engineering B.V. P.O. Box 11 3100 AA Schiedam The Netherlands

© Copyright of IHC Gusto Engineering B.V. 2005										
Title TOPSIDE MAIN GAS COMPRESSOR A P&ID 1										
Format	Projection Method	Scale	Project Number	Document Number	Sheet No./Sheets	Revision				
A1		N.A.	HI 39350	DTT71011	1 / 1	C1				

V-T7201 TEG CONTACTOR INLET SEPARATOR	
OD x LENGTH (S/F)	914.4 x 3175 (mm x mm)
TYPE	VERTICAL
DESIGN PRESS.	231 barg
DESIGN TEMP.	-45/80°C
OPERATING PRESS.	200 barg
OPERATING TEMP.	37.5 °C
MOC	CS + SS CLADDING



NOTES

1. REMOVABLE SPOOL
2. ISOLATION BOUNDARIES AT COMPRESSOR OUTLET SDU'S (MOD 4&5) (ref.DTT71014/24) AND C-T7201 (MOD 3) (ref. DTT2002)
3. FOR SAMPLE POINT DETAILS REFER TO DRAWING DTF92011
4. SAMPLE POINT DISCHARGE TO BE ROUTED TO LP FLARE (GAS SAMPLES) TO ALLOW FOR FLUSHING TO OBTAIN A REPRESENTATIVE SAMPLE
5. MINIMUM 10D LENGTH SAME SIZE AS INLET NOZZLE
6. MINIMUM 5D LENGTH SAME AS OUTLET NOZZLE
7. LINE BETWEEN E-T7102 (REF. DTT71031) AND V-T7201 SHALL HAVE NO POCKETS

REFERENCE DRAWINGS

- | | |
|-------------|--|
| 1. DTF92005 | FPSO - PIPING LEGEND - P&ID |
| 2. DTF92006 | FPSO - INSTRUMENTATION LEGEND - P&ID |
| 3. DTF92007 | FPSO - EQUIPMENT LEGEND - P&ID |
| 4. DTF92008 | FPSO - PIPING IDENTIFICATION LEGEND - P&ID |
| 5. DTF92009 | FPSO - TYPICAL DETAILS - P&ID 1 |
| 6. DTF92010 | FPSO - TYPICAL DETAILS - P&ID 2 |
| 7. DTF92011 | FPSO - TYPICAL DETAILS - P&ID 3 |

HOLDS

1. DELETED
2. DELETED
3. DELETED
4. DELETED

MODULE 3

C1	Saf	11-03-05	FOR COMMENTS AND/OR APPROVAL	Fus	Wer	Son	dHa
11	Saf	31-01-05	INTERNAL DISCIPLINE CHECK	Fus	Wer	Son	dHa
Sts/Rev.	Originator	Date	Description of revision	Checked	LE	EPM	Approved

CLIENT PROJECT

BR PETROBRAS FPSO CAPIXABA

SBM SINGLE BUOY MOORINGS INC MARLY - SWITZERLAND

Gusto IHC Gusto Engineering B.V. P.O. Box 11 3100 AA Schiedam The Netherlands

Copyright of IHC Gusto Engineering B.V. 2005

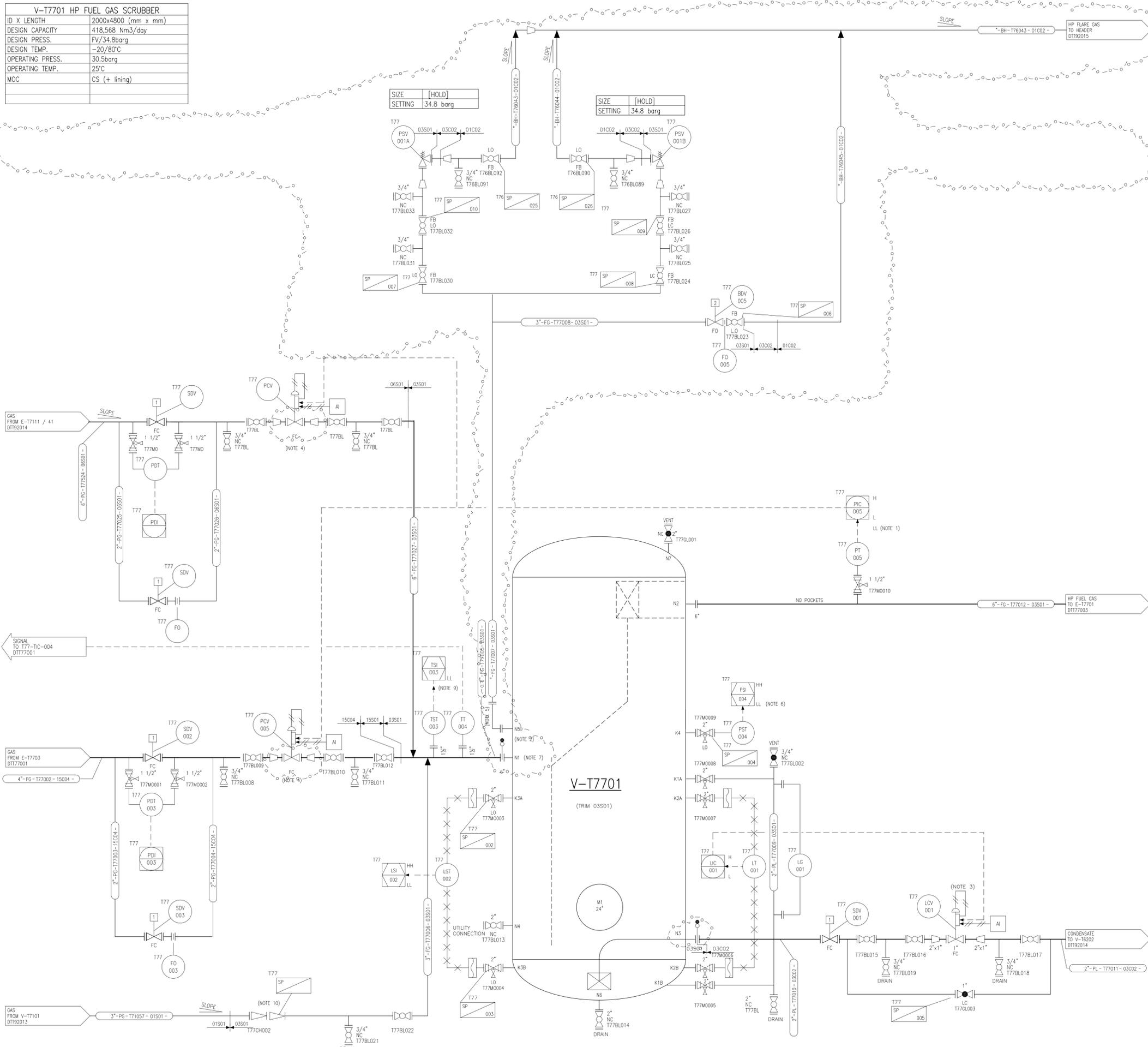
Title: **TOPSIDE TEG CONTACTOR INLET SEPARATOR P&ID**

Format	Projection Method	Scale	Project Number	Document Number	Sheet No./Sheets	Revision
A1		N.A.	HI 39350	DTT72001	1 / 1	C1

V-T7701 HP FUEL GAS SCRUBBER	
ID X LENGTH	2000x4800 (mm x mm)
DESIGN CAPACITY	418,568 Nm ³ /day
DESIGN PRESS.	FV/34.8 barg
DESIGN TEMP.	-20/80°C
OPERATING PRESS.	30.5 barg
OPERATING TEMP.	25°C
MOC	CS (+ lining)

SIZE	[HOLD]
SETTING	34.8 barg

SIZE	[HOLD]
SETTING	34.8 barg



NOTES

1. SWITCH-OVER TO MGO PRESSURE SWITCH (POWER GENERATORS)
2. TAKE-OFF BELOW WIRE MESH
3. ON/OFF CONTROL
4. VALVE TO BE FAST ACTING; OVERSIZING TO BE AVOIDED
5. REMOVABLE SPOOL
6. SWITCH-OVER TO MGO PRESSURE SWITCH (MARINE BOILERS)
7. VANE-TYPE INLET DEVICE
8. DELETED
9. TEMPERATURE SWITCH TO PREVENT HYDRATE FORMATION DOWNSTREAM OF T77-PCV-008
10. CHECKVALVES TO BE DISSIMILAR

REFERENCE DRAWINGS

- | | |
|-------------|--|
| 1. DTF92005 | FPSO - PIPING LEGEND - P&ID |
| 2. DTF92006 | FPSO - INSTRUMENTATION LEGEND - P&ID |
| 3. DTF92007 | FPSO - EQUIPMENT LEGEND - P&ID |
| 4. DTF92008 | FPSO - PIPING IDENTIFICATION LEGEND - P&ID |
| 5. DTF92009 | FPSO - TYPICAL DETAILS - P&ID 1 |
| 6. DTF92010 | FPSO - TYPICAL DETAILS - P&ID 2 |
| 7. DTF92011 | FPSO - TYPICAL DETAILS - P&ID 3 |

HOLDS

1. CONTROL VALVE SIZES
2. PSV SIZES
3. RELIEF VALVE LINE SIZES (INLET & OUTLET)
4. FLARE HEADER SIZE
5. NOZZLE SIZE LIQUID OUTLET

MODULE 3

C1	Saf	11-03-05	FOR COMMENTS AND/OR APPROVAL	Fus	Wer	Son	dHa
11	Saf	31-01-05	INTERNAL DISCIPLINE CHECK	Fus	Wer	Son	dHa
Status/Rev.	Originator	Date	Description of revision	Drawing	LE	EPM	Checked
							Approved

CLIENT	PROJECT
PETROBRAS	FPSO CAPIXABA
SINGLE BUOY MOORINGS INC MARLY - SWITZERLAND	IHC Gusto Engineering B.V. P.O. Box 11 3100 AA Schiedam The Netherlands

TOPSIDE HP FUEL GAS SCRUBBER P&ID						
Format	Projection Method	Scale	Project Number	Document Number	Sheet No./Sheets	Revision
A1		N.A.	HI 39350	DTT77002	1 / 1	C1

ANEXO VI.5.2-4
Programa de Gerenciamento de Riscos – PGR
e seus anexos

I - INTRODUÇÃO

As recomendações e medidas resultantes da aplicação da APP para a redução das frequências e conseqüências de eventuais, devem ser consideradas como partes integrantes do programa de gerenciamento de riscos; entretanto, independentemente da adoção dessas medidas, uma instalação que manipule ou trabalhe com substâncias ou processos perigosos deve ser operada dentro de padrões considerados toleráveis, razão pela qual um Programa de Gerenciamento de Riscos deve ser implantado e considerado nas atividades rotineiras ou não.

Embora as ações previstas no PGR devam contemplar todas as operações e equipamentos, o programa deve considerar os aspectos críticos identificados na Análise e Gerenciamento de Riscos – AGR, a partir de critérios estabelecidos com base nas Hipóteses Acidentais de maior relevância.

O objetivo deste PGR é prover a sistemática voltada para o estabelecimento de requisitos contendo as orientações gerais na gestão de riscos, com vistas à prevenção de acidentes na instalação.

Este documento apresenta, de forma sumarizada, as informações relativas ao Plano de Gerenciamento de Riscos - PGR da Área Denominada Parque das Baleias e no Campo de Catuá.

A *PETROBRAS* ao integrar segurança, meio ambiente e saúde à sua estratégia empresarial, reafirma o compromisso de toda sua força de trabalho com a busca da excelência nessas áreas manifestado expressamente na sua política de SMS (Anexo I do PGR). É neste compromisso que os responsáveis pelos elementos do PGR conduzem as atividades previstas nestes elementos.

Neste documento estão descritas as principais diretrizes e procedimentos relacionados ao Gerenciamento de Riscos dos empreendimentos a serem localizados na área denominada Parque das Baleias e no Campo de Catuá.

Maiores detalhes serão descritos nos documento específicos (AGR/PEI) dos empreendimentos, os quais servirão de subsídio para emissão da LI e LO específica da Unidade Marítima

II – ELEMENTOS DE GESTÃO

De uma forma geral, a responsabilidade final pela segurança das operações da UM compete à administração da *PETROBRAS*. No entanto, em cada nível da organização, as pessoas precisam estar conscientes de suas atribuições e responsabilidades quanto à condução da política de segurança da empresa e à implementação dos vários elementos do Programa de Gerenciamento de Riscos.

II.1 Definição das Atribuições

A *PETROBRAS* tem a seguinte definição de atribuições de seu pessoal:

Fiscal dos Contratos de Operação e Manutenção

Fiscalizar o desenvolvimento das atividades de um modo geral, no contexto do atendimento das metas de Segurança, Meio Ambiente e Saúde, bem como do atendimento das metas de Produtividade. Capacitação Técnica: Segundo grau completo e experiência mínima comprovada, em fiscalização e/ou supervisão de serviços de operação e/ou construção de instalações de produção, de no mínimo 5 anos.

Supervisor da Operação

Supervisão geral das tarefas de operação. Programar, orientar tecnicamente e operar as instalações e equipamentos dentro dos padrões técnicos estabelecidos e das normas operacionais, em terra e no mar; Analisar e aprovar manuais e relatórios técnicos; Participar na elaboração de especificações de

equipamentos e materiais; Dar parecer técnico e analisar sugestões para otimização das operações; Analisar de forma global os resultados operacionais.

Treinar os operadores nos diferentes postos de trabalho. Capacitação Técnica: Segundo grau completo e experiência mínima comprovada, em fiscalização e/ou supervisão de serviços de operação e/ou construção de instalações de produção, de no mínimo 5 anos.

Operador

Operar as instalações e equipamentos dentro dos padrões técnicos estabelecidos e das normas operacionais em terra e no mar; Instalar equipamentos, dispositivos e sistemas em geral, testar e verificar suas condições; Preencher boletins e formulários e elaborar relatórios e gráficos, bem como atualizar bancos de dados. Coletar amostras e efetuar análises que não exijam certificados; Executar e acompanhar serviços de manutenção corretiva, preditiva e preventiva em equipamentos e instalações. Capacitação Técnica: Segundo grau completo e experiência mínima de 3 anos em operações de produção.

Supervisor da Manutenção

Supervisão geral das tarefas de manutenção; Programar, orientar tecnicamente e operar equipamentos dentro dos padrões técnicos estabelecidos e das normas operacionais; Analisar e aprovar manuais e relatórios técnicos; Participar na elaboração de especificações de equipamentos e materiais; assessorar no cumprimento dos programas de manutenção, fornecendo instruções e recomendações de caráter operacional; Executar e acompanhar serviços de manutenção corretiva, preditiva e preventiva em equipamentos e instalações; Treinar os mantenedores nos diferentes postos de trabalho. Capacitação Técnica: Segundo grau completo e experiência mínima de 3 anos na função.

Técnico de Segurança

Realizar estudos, avaliações e inspeções das condições de trabalho, quanto aos aspectos de higiene industrial, segurança industrial e meio ambiente, em áreas, equipamentos, instalações, veículos e embarcações; Indicar e orientar a implementação de medidas preventivas de segurança industrial e proteção ao meio ambiente; Atuar e coordenar equipes no controle de emergências e no combate à poluição; Participar da investigação de acidentes e ocorrências anormais; Inspeccionar e executar serviços de manutenção em equipamentos e instrumentos de segurança industrial e de proteção ao meio ambiente; Ministrando treinamento teórico e prático de segurança industrial, salvatagem e meio ambiente; Proceder de acordo com os padrões técnicos e normas operacionais. Capacitação técnica: Curso Técnico de Segurança do Trabalho ministrado em estabelecimento de ensino de segundo grau, com respectivo registro no MTE.

Técnico de Instrumentação

Executar tarefas de instrumentação, de modo permanente, empregando métodos e ferramental adequados. Executar atividades facilitadoras ou necessárias à execução de suas tarefas principais; Exercer a fiscalização técnica e administrativa da execução dos contratos de serviços de instrumentação; Atualizar Banco de Dados de Sistemas. Capacitação Técnica: Segundo grau completo e experiência mínima de 3 anos na função.

Técnico de Inspeção de Equipamentos

Planejar, fiscalizar, executar e testemunhar inspeções de equipamentos, aferições e calibrações de instrumentos de inspeção, ensaios destrutivos e não-destrutivos, ensaios metalográficos, testes de pressão, controle dimensional, testes de desempenho, determinação de taxa de corrosão e tratamento térmico, utilizando métodos, instrumentos e equipamentos adequados.

Avaliar o comportamento de materiais quanto a corrosão, deterioração e avarias e suas prevenções. Interpretar resultados, elaborar relatórios técnicos e

alimentar banco de dados. Manter atualizados os registros de inspeção de equipamentos. Capacitação Técnica: Curso Técnico de Ensino Médio. Registro no CREA ou no CRQ.

Eletricista Especializado

Executar tarefas de manutenção elétrica preventiva, preditiva e corretiva de modo permanente, empregando métodos e ferramental adequados. Executar atividades necessárias ou facilitadoras à execução de sua tarefa principal; Exercer a fiscalização técnica e administrativa da execução dos contratos de serviços de manutenção elétrica; elaborar estudos, análises técnicas, especificações, instruções, procedimentos e relatórios técnicos; Operar instalações e equipamentos segundo padrões técnicos e normas operacionais pertinentes. Capacitação Técnica: Segundo grau completo e experiência mínima de 3 anos na função.

Mecânico Especializado

Executar tarefas de manutenção mecânica preventiva, preditiva e corretiva de modo permanente, empregando métodos e ferramental adequados. Executar atividades necessárias ou facilitadoras à execução de sua tarefa principal; Exercer a fiscalização técnica e administrativa da execução dos contratos de serviços de manutenção mecânica; Elaborar estudos, análises técnicas, especificações, instruções, procedimentos e relatórios técnicos; Operar instalações e equipamentos segundo padrões técnicos e normas operacionais pertinentes. Capacitação Técnica: Segundo grau completo e experiência mínima de 3 anos na função.

Caldeireiro Especializado

Executar tarefas de manutenção de caldeiraria preventiva, preditiva e corretiva de modo permanente, empregando métodos e ferramental adequados. Executar atividades necessárias ou facilitadoras à execução de sua tarefa principal; Exercer a fiscalização técnica e administrativa da execução dos

contratos de serviços de manutenção de caldeiraria. Elaborar estudos, análises técnicas, especificações, instruções, procedimentos e relatórios técnicos; Operar instalações e equipamentos segundo padrões técnicos e normas operacionais pertinentes. Capacitação Técnica: Segundo grau completo e experiência mínima de 3 anos na função.

Soldador Especializado

Executar tarefas de manutenção de soldagem preventiva, preditiva e corretiva de modo permanente, empregando métodos e ferramental adequados. Executar atividades necessárias ou facilitadoras à execução de sua tarefa principal; Exercer a fiscalização técnica e administrativa da execução dos contratos de serviços de manutenção de soldagem; Elaborar estudos, análises técnicas, especificações, instruções, procedimentos e relatórios técnicos; Operar instalações e equipamentos segundo padrões técnicos e normas operacionais pertinentes.

Auxiliar de Serviços Gerais

Serviços gerais de arrumação e limpeza; Carregar, descarregar viaturas, etc, amarrando as cargas de acordo com instruções recebidas; Executar serviços de conservação e limpeza de móveis, utensílios, ferramentas, máquinas, equipamentos, aparelhos e instalações; Auxiliar no abastecimento e lubrificação de máquinas e equipamentos; Roçar e capinar; Reparar e construir cercas, porteiras e outros; Recolher detritos; Executar outras tarefas de mesma natureza e mesmo nível de dificuldade. Para esta função é exigido o 1º grau completo e alguma experiência mínima na função.

As atribuições dos responsáveis pelos elementos do PGR são definidas conforme ordem hierárquica, no Anexo II do PGR segue um exemplo de organograma, e responsabilidades a bordo de uma Unidade Marítima (PG-3E6-00111)

II.2 - Inspeções Periódicas e Programas de Manutenção

A política, diretrizes e indicadores para inspeção, está apresentado no documento PG-2E6-00093 em anexo a este documento (Anexo III do PGR). Já a política, diretrizes e indicadores para manutenção, está apresentado no documento PG-2E6-00102 em anexo a este documento (Anexo IV do PGR). Estes padrão tem por finalidade definir a Política, Diretrizes e Indicadores para Inspeção e Manutenção, que se aplicam a todos os sistemas, equipamentos e instalações de produção da UN-ES, bem como definir os métodos de acompanhamento e controle destas atividades.

O Plano de Inspeção de Equipamentos da UN-ES (PG-2E6-00109 – Anexo V do PGR) define os objetos, a natureza, a frequência de inspeção e outras condições para sua execução, entre as quais, os procedimentos aplicáveis.

Para a elaboração destes documentos a PETROBRAS considerou os procedimentos recomendados pelos fabricantes. Caso novos conhecimentos adquiridos durante utilização do equipamento e em outras plataformas da PETROBRAS estes padrões são passíveis de revisão.

O gerenciamento destas inspeções bem como da manutenção preventiva é realizado pelo módulo PM do SAP/R3 (Software), que conta com um banco de dados das manutenções, inspeções e falhas.

II.3 - Capacitação Técnica

Este item tem como objetivo principal apresentar a política de capacitação técnica dos trabalhadores das plataformas, isto é, os programas de treinamentos atualmente existentes na PETROBRAS para o exercício das suas atividades com segurança.

O documento PG-2E6-00013 – Treinamento em Segurança, Meio Ambiente e Saúde em anexo a este documento (Anexo VI do PGR) estabelece as condições, diretrizes e etapas para a realização de treinamentos relacionados à área de SMS na UN-ES.

Já o documento PE-2E6-00161 – Treinamento no Local de Trabalho em anexo a este documento (Anexo VII) orienta os gerentes, supervisores e demais envolvidos na implementação de programas de Treinamento no Local de Trabalho. Estes programas visam o treinamento em procedimentos padronizados no âmbito da UN-ES.

II.4 - Processo de Contratação de Terceiros

Para garantir o comprometimento das empresas contratadas com os procedimentos de Segurança, Meio Ambiente e Saúde, a PETROBRAS inclui nos Contratos exigências relativas a Saúde Meio Ambiente e Segurança – SMS, conforme o documento PP-0V3-00011 (Anexo VIII do PGR) – Exigências de SMS no processo de contratação de serviços.

Em adição cada contrato possui gerente e fiscais que acompanham e avaliam através do BAD - Boletim de Avaliação de Desempenho.

II.5 - Registro e Investigação de Acidentes

Todos os acidentes, falhas, emergências e não conformidades são registrados. Estas informações serão de vital importância para a investigação de causas, responsáveis e possíveis melhorias nos procedimentos operacionais e melhoras dos equipamentos.

A metodologia e o procedimento para esse registro e investigação de Acidentes estão estabelecidos com atribuições do Grupo Gerencial de SMS, cuja atuação é regida pelo Padrão PG-2E6-00092 (Anexo IX do PGR).

II.6 - Gerenciamento de Mudanças

É realizado de acordo com o documento PE-2E6-00272 – Gestão de Mudanças na UN-ES (Anexo X do PGR). Neste padrão são estabelecidas responsabilidades e metodologia para o Gerenciamento de Mudanças de modo a assegurar que os riscos potenciais associados a uma mudança sejam identificados e controlados nas instalações sob a responsabilidade da UN-ES.

II.7 - Permissão para Trabalho

Para as atividades realizadas a bordo deve ser precedida a solicitação de permissão de trabalho. O documento PP-2E6-00061 – Permissão para Trabalho em anexo a este documento (Anexo XI do PGR), contém a metodologia adotada na UN-ES e que será adotada na operação das Unidades Marítimas da Área denominada Parque das Baleias e no Campo de Catuá.

ANEXOS

- *Anexo I – Política de SMS da Petrobras*
 - *Anexo II - PG-3E.-00111- Estrutura Organizacional, Responsabilidades e Atribuições da OP-P-34 (Exemplo)*
 - *Anexo III - PG-2E6-0093 - Política, Diretrizes e Indicadores para Inspeção na UN-ES*
 - *Anexo IV - PG-2E6-00102 - Política, Diretrizes e Indicadores para Manutenção na UN-ES*
 - *Anexo V - PG-2E6-00109 - Plano de Inspeção de Equipamentos da UN-ES*
 - *Anexo VI - PG-2E6-00013 – Treinamento em Segurança, Meio Ambiente e Saúde*
 - *Anexo VII - PE-2E6-00161 – Treinamento no Local de Trabalho*
 - *Anexo VIII - PP-0V3-00011 – Exigências de SMS no Processo de Contratação de Serviços.*
 - *Anexo IX - PG-2E6-00092 - Investigação e Análise de Acidentes e Ocorrências Equiparadas*
 - *Anexo X - PE-2E6-00272 – Gestão de Mudanças na UN-ES*
 - *Anexo XI - PP-2E6-00061 – Permissão para Trabalho.*
-

Anexo I – Política de SMS da Petrobras

Política de Segurança, Meio Ambiente e Saúde

- Educar, capacitar e comprometer os trabalhadores com as questões de SMS, envolvendo fornecedores, comunidades, órgãos competentes, entidades representativas dos trabalhadores e demais partes interessadas.
- Estimular o registro e tratamento das questões de SMS, e considerar nos sistemas de consequência e reconhecimento o desempenho em SMS.
- Atuar na promoção da saúde, na proteção do ser humano e do meio ambiente mediante identificação, controle e monitoramento de riscos, adequando a segurança de processos às melhores práticas mundiais e mantendo-se preparada para emergências.
- Assegurar a sustentabilidade de projetos, empreendimentos e produtos ao longo do seu ciclo de vida, considerando os impactos e benefícios nas dimensões econômica, ambiental e social.
- Considerar a eco-eficiência das operações e produtos, minimizando os impactos adversos inerentes às atividades da indústria.

Parte Integrante do Plano Estratégico Petrobras 2015, aprovado pelo Conselho de Administração em 14/05/2004.



Diretrizes

Liderança e responsabilidade

A Petrobras, ao integrar segurança, meio ambiente e saúde à sua estratégia empresarial, reafirma o compromisso de todos os seus empregados e contratados com a busca de excelência nessas áreas.

Conformidade legal

As atividades da empresa devem estar em conformidade com a legislação vigente nas áreas de segurança, meio ambiente e saúde.

Avaliação e gestão de riscos

Riscos inerentes às atividades da empresa devem ser identificados, avaliados e gerenciados, de modo a evitar a ocorrência de acidentes e/ou assegurar a minimização de seus efeitos.

Novos empreendimentos

Os novos empreendimentos devem estar em conformidade com a legislação e incorporar, em todo o seu ciclo de vida, as melhores práticas de segurança, meio ambiente e saúde.

Operação e manutenção

As operações da empresa devem ser executadas de acordo com procedimentos estabelecidos e utilizando instalações e equipamentos adequados, inspecionados e em condições de assegurar o atendimento às exigências de segurança, meio ambiente e saúde.

Gestão de mudanças

Mudanças, temporárias ou permanentes, devem ser avaliadas visando a eliminação e/ou minimização de riscos decorrentes de sua implantação.

Aquisição de bens e serviços

O desempenho em segurança, meio ambiente e saúde de contratados, fornecedores e parceiros deve ser compatível com o Sistema Petrobras.

Capacitação, educação e conscientização

Capacitação, educação e conscientização devem ser continuamente promovidas, de modo a reforçar o comprometimento da força de trabalho como o desempenho em segurança, meio ambiente e saúde.

Gestão de informações

Informações e conhecimentos relacionados a segurança, meio ambiente e saúde devem ser precisos, atualizados e documentados, de modo a facilitar sua consulta e utilização.

Comunicação

As informações relativas a segurança, meio ambiente e saúde devem ser comunicadas com clareza, objetividade e rapidez, de modo a produzir os efeitos desejados.

Contingência

As situações de emergência devem estar previstas e ser enfrentadas com rapidez e eficácia visando a máxima redução de seus efeitos.

Relacionamento com a comunidade

A empresa deve zelar pela segurança das comunidades onde atua, bem como mantê-las informadas sobre impactos e/ou riscos eventualmente decorrentes de suas atividades.

Análise de acidentes e incidentes

Os acidentes e incidentes decorrentes das atividades da empresa devem ser analisados, investigados e documentados, de modo a evitar sua repetição e/ou assegurar a minimização de seus efeitos.

Gestão de produtos

A empresa deve zelar pelos aspectos de segurança, meio ambiente e saúde de seus produtos, desde sua origem até a destinação final, bem como empenhar-se na constante redução dos impactos que eventualmente possam causar.

Processo de melhoria contínua

A melhoria contínua do desempenho em segurança, meio ambiente e saúde deve ser promovida em todos os níveis da empresa, de modo a assegurar seu avanço nessas áreas.

***Anexo II - PG-3E.-00111- ESTRUTURA ORGANIZACIONAL,
RESPONSABILIDADES E ATRIBUIÇÕES DA OP-P-34 (Exemplo)***

Título

P-34: ESTRUTURA ORGANIZACIONAL, RESPONSABILIDADES E ATRIBUIÇÕES DA OP-P-34

Órgão aprovador:	UN-ES/ATP-JUB/CHT/OP-P-34	Cópia	Data de implantação: 15/09/2006
Órgão gestor:	UN-ES/ATP-JUB/CHT/OP-P-34	X	Assinatura: Ivanildo Santos Zanotti

1 - OBJETIVO:

Definir, para a OP-P-34, em consonância com os requisitos do PEO e com a Política e as Diretrizes de SMS da UN-ES:

- A estrutura organizacional de terra e de bordo;
- As áreas funcionais, os processos, as tarefas e as zonas físicas de bordo;
- Responsabilidades e atribuições.

2 - DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA:

PG-11-00001: Sistema de Padronização do E&P ()

3 - DEFINIÇÕES:

As definições e siglas utilizadas neste padrão encontram-se no PG-3E6-00108 - P-34:Glossário ().

4 - ÁREAS FUNCIONAIS DA P-34

A Unidade Marítima está estruturada em quatro áreas funcionais executivas (Produção, Facilidades, Embarcação e Manutenção) e em três áreas funcionais de suporte à Gestão (Segurança Industrial, Enfermagem e SMS), todas elas se reportando ao Gerente Setorial da Plataforma (GEPLAT).

Os representantes de outras gerências setoriais, atuando a bordo em áreas funcionais de manutenção complementares, também se reportam ao GEPLAT.

As áreas funcionais são definidas como se segue:

4.1 Área Produção - São os processos de produção de óleo, produção de gás, tratamento e descarte de efluentes oleosos;

4.2 Área Facilidade - Reúne os processos de fornecimento de utilidades às demais áreas e de tratamento e descarte de esgoto. Entende-se como "utilidades" os processos que fornecem ou retiram energia dos demais processos. Ex: energia elétrica, ar comprimido, ventilação, óleo diesel, etc;

4.3 Área Embarcação - Reúne os processos da embarcação, flutuabilidade, estabilidade e ancoragem. A área também engloba as atividades relacionadas com comunicação, transporte de pessoal e movimentação de cargas.

4.4 Área Manutenção - Reúne as atividades a bordo do processo manutenção. Essas atividades são: Manutenção Preventiva de Segundo Escalão, Manutenção Preditiva, Manutenção Corretiva dos Equipamentos Industriais da Unidade e o Suprimento de Materiais, além do planejamento da manutenção. Não fazem parte do escopo da área manutenção as turbomáquinas e os equipamentos estáticos - vasos, permutadores, tubulações e estruturas.

4.5 Segurança Industrial - Reúne as atividades a bordo do processo segurança. Essas atividades são: manutenção de 1º escalão dos equipamentos de segurança, inspeção e preservação dos equipamentos de segurança de combate a incêndio, segurança nos pousos e decolagens de aeronaves, simulados de emergência, inspeção de segurança na plataforma, recomendações adicionais de segurança em PT's, auxílio técnico ao GEPLAT nas fainas de emergência e treinamentos para as equipes de emergências.

4.6 Enfermagem - Reúne as atividades a bordo do processo de saúde, higiene e habitação. Essas atividades são: Treinamentos e orientações nas área de saúde e higiene, atendimento paramédico/ ambulatorial, inspeções ocupacionais nos locais de trabalho e acomodações, inspeções de rancho e de alimentos preparados, auxílio na fiscalização do contrato de hotelaria e manutenção e melhorias das condições habitacionais das acomodações.

4.7 SMS - Reúne as atividades a bordo do processo de gestão das normas ISO14001 e OHSAS 18000. Essas atividades são: fiscalizar os processos da plataforma com relação a conformidade com os requisitos das normas e legislações, manter atualizado o banco de dados do SMSnet, ministrar treinamento nos padrões corporativos, controlar as evidências de treinamentos, manter atualizado o controle de documentos e registros da plataforma e divulgar os objetivos e metas e os programas de SMS.

4.8 Área Turbomáquinas (TBM) - Reúne as atividades a bordo do processo de operação e manutenção afeto às turbomáquinas e à unidade recuperadora de calor. Essas atividades são: operação, manutenção de 1º escalão, manutenção preventiva de 2º escalão, manutenção preditiva, manutenção corretiva, manutenção centrada em confiabilidade, controle e armazenamento de ferramentas e sobressalentes específicos para uso nos equipamentos cuja manutenção é de sua responsabilidade.

4.9 Área da ISUP - Reúne as seguintes atividades a bordo: inspeção de equipamentos em geral e manutenção dos equipamentos estáticos (vasos, permutadores, tubulações, válvulas e estruturas, atividades de pintura industrial, atividades de limpeza industrial, construção e montagem industrial).

4.10 Área do TCOM - Reúne as atividades de manutenção nos sistemas internos de comunicação, telecomunicação e rede corporativa.

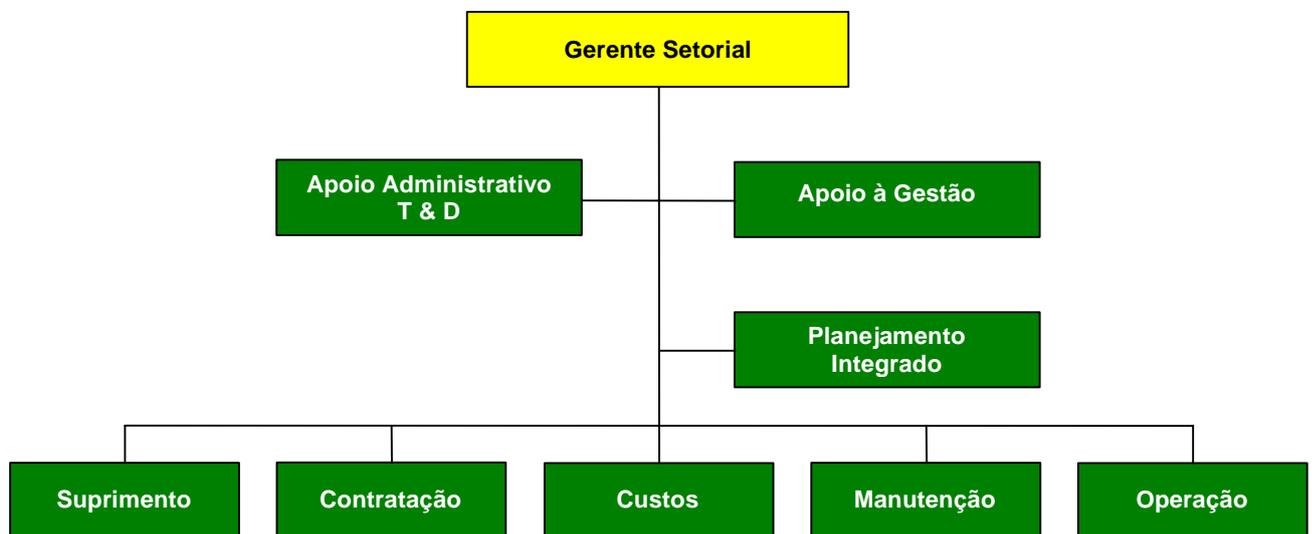
5 - RESPONSABILIDADES DE CARÁTER GERAL DAS ÁREAS FUNCIONAIS

- Resultados de seus produtos e serviços.
- Controle operacional de seus processos.

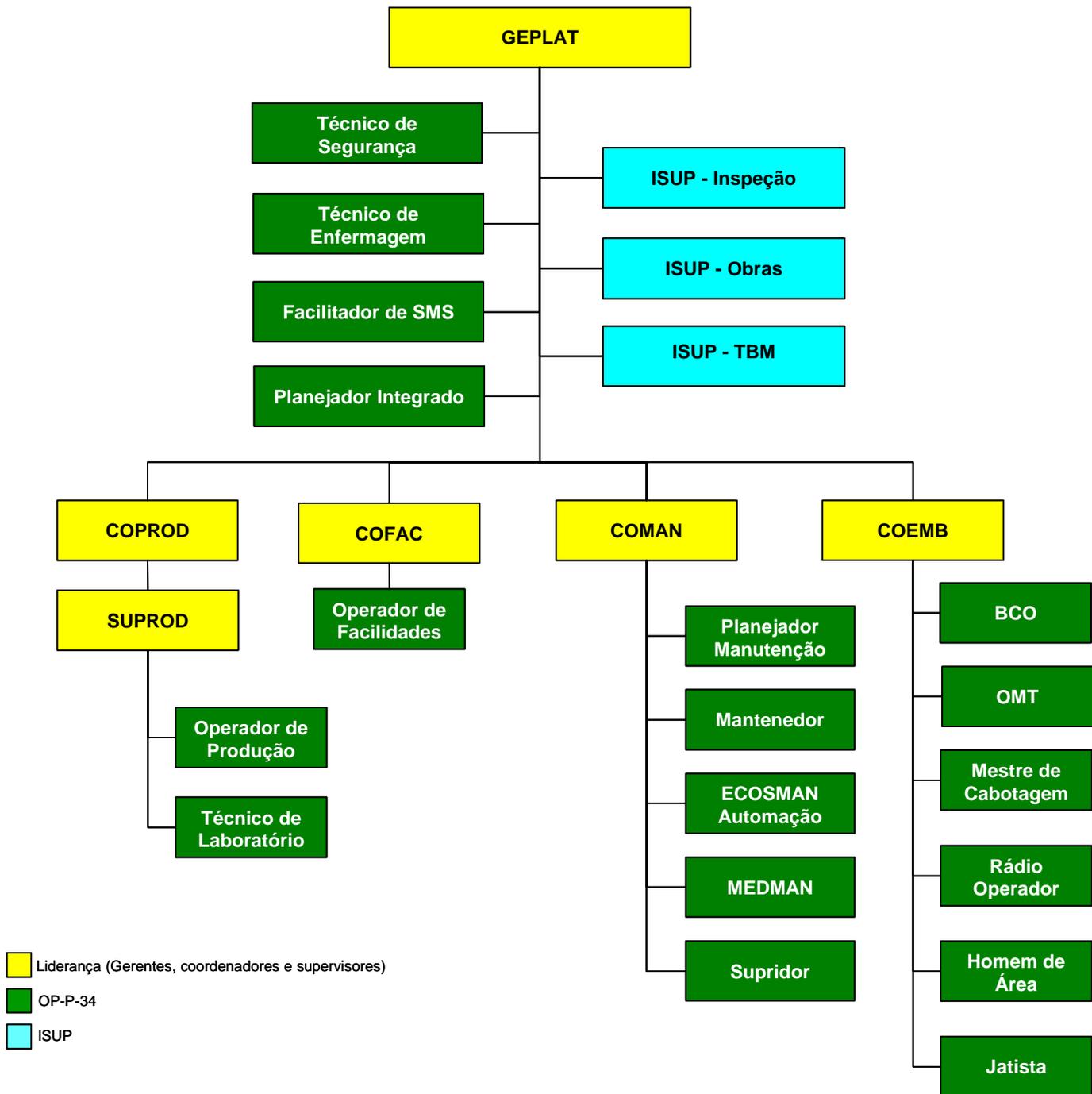
- Segurança das suas atividades e instalações.
- Limpeza e arrumação de suas áreas de responsabilidade.
- Preservação, inspeção detectiva e manutenção preventiva de primeiro escalão de suas instalações e equipamentos.
- Atualização dos aspectos e impactos de suas tarefas.
- Operacionalidade dos dispositivos e instalações de detecção de fogo e gás de suas zonas.
- Operacionalidade dos dispositivos e instalações de combate a incêndio de suas zonas.

6 - ESTRUTURA FUNCIONAL DA OP-P-34

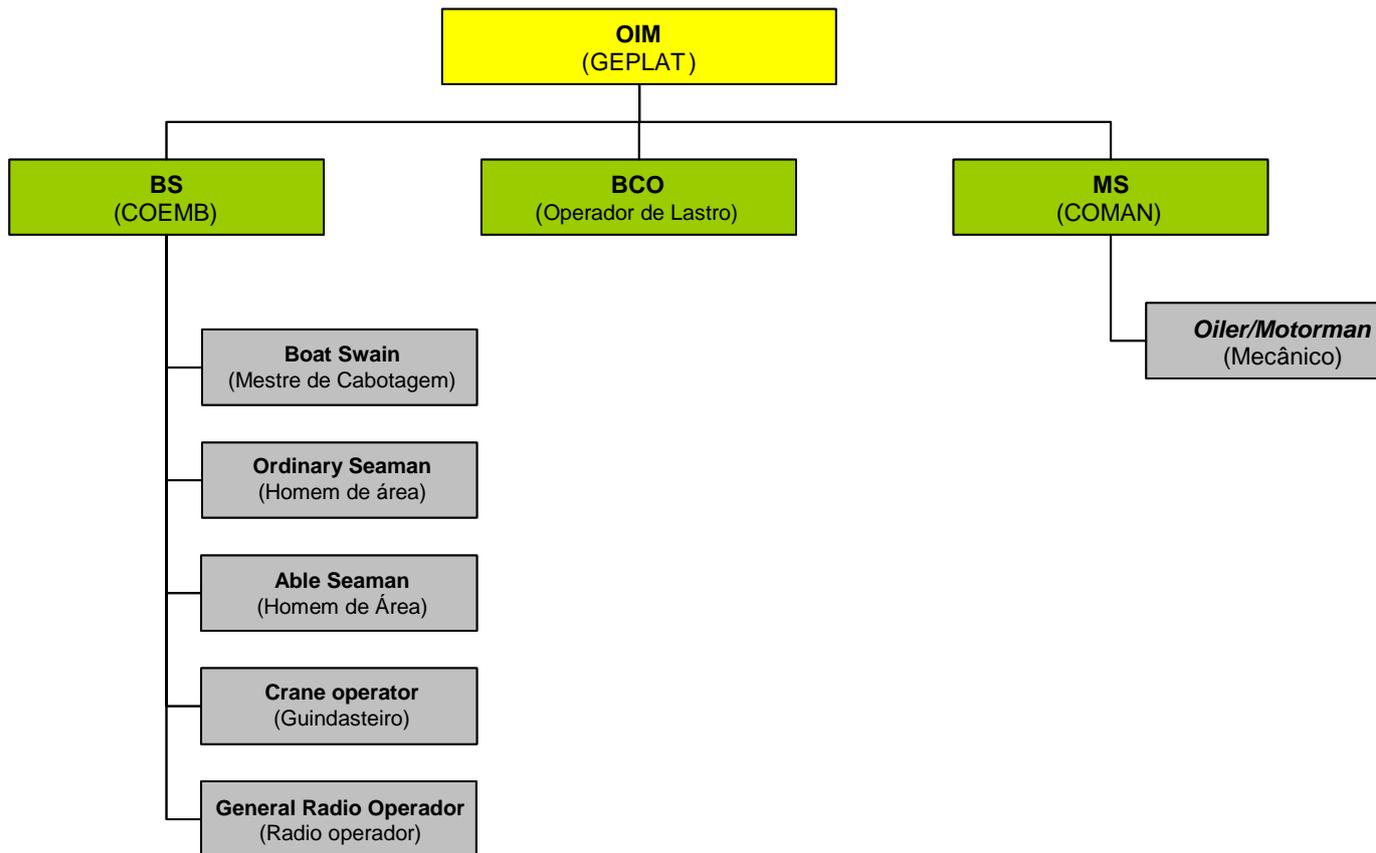
6.1 Estrutura funcional da OP-P-34 onshore



6.2 Estrutura funcional da OP-P-34 off-shore



6.3 Organograma para atender a resolução A-891 da IMO



7 - ORIENTAÇÃO GERENCIAL MACRO SOBRE AS RESPONSABILIDADES E ATRIBUIÇÕES DAS EQUIPES DA BASE E OFF-SHORE

Observando as recomendações do PEO e também as recomendações mais recentes decorrentes de análises de acidentes, estas ressaltam de modo mais visível as funções de bordo e norteiam que devem manter o foco nas atividades operacionais garantindo que não haja conflitos ou indefinições de responsabilidades sobre nenhum dos sistemas.

- O papel das funções na base de apoio é planejar, acompanhar, prover suporte técnico, operacional e administrativo às funções de bordo;
- O papel das funções de bordo é operar os poços e instalações mantendo a integridade da embarcação e de todos os demais sistemas, desde o poço até o ponto de transferência de custódia.

8 - RESPONSABILIDADES E PRINCIPAIS ATRIBUIÇÕES

8.1 - Responsabilidades e principais Atribuições das funções **ONSHORE**

8.1.1 - Gerente Setorial – Responsabilidades

8.1.2 - Apoio Administrativo – Atribuições

8.1.3 - Treinamento e Desenvolvimento – Atribuições

8.1.4 - Apoio a Gestão – Atribuições

8.1.5 - Planejamento Integrado – Atribuições

8.1.6 - Suprimento – Atribuições

8.1.7 - Contratação – Atribuições

8.1.8 - Custos – Atribuições

8.1.9 - Manutenção – Atribuições

8.1.10 - Operação – Atribuições

8.2 - Responsabilidades e principais Atribuições das funções *OFFSHORE*

8.2.1 - Geplat - Responsabilidades

8.2.2 - Geplat - Atribuições

8.2.3 - Técnico de Segurança - Atribuições

8.2.4 - Técnico de Enfermagem – Atribuições

8.2.5 - Facilitador de SMS – Atribuições

8.2.6. Planejador Integrado

8.2.7 - Coprod - Responsabilidades

8.2.8 - Suprod – Responsabilidades

8.2.9 - Operador de Produção da Sala de Controle (P1) – Atribuições

8.2.10 - Operador de Produção da Área (P2, P3, P4 e P5) – Atribuições

8.2.11 - Operador de Produção do Sítio de Teste (P5 e P6) – Atribuições

8.2.12 - Cofac - Responsabilidades

8.2.13 - Cofac - Atribuições

8.2.14 - Operador de Facilidades – Responsabilidade

8.2.15 - Operador de Facilidades – Atribuições

8.2.16 - Coman - Responsabilidades

8.2.17 - Planejador da Manutenção – Atribuições

8.2.18 - Mantenedor – Atribuições

8.2.19 - Mantenedor (Eletricista Especializado) - Atribuições

8.2.20 - Mantenedor (Técnico Manutenção Elétrica) – Atribuições

8.2.21 - ECOSMAN – Atribuições

8.2.22 - MEDMAN – Atribuições

8.2.23 - Supridor – Atribuições

8.2.24 - Coemb - Responsabilidades

8.2.25 - BCO – Atribuições

8.2.26 - OMT – Atribuições

8.2.27 - Mestre de Cabotagem – Atribuições

8.2.28 - Rádio Operador – Atribuições

8.2.29 - Homem de Área – Atribuições

8.2.30 - Jatista – Atribuições

7 - ANEXOS

7.1- Anexo-A - Matriz de responsabilidades



P-34 MATRIZ DE RESPONSABILIDADE:

7.2 - Anexo B - Planilha de alocação de pessoal



P-34 ALOCAÇÃO DE PESSOAL

SUMÁRIO DE REVISÕES		
REV.	Data	DESCRIÇÃO E/OU ITENS ATINGIDOS
0	30/11/2005	Emissão Original
A	15/09/2006	Alteração dos Anexos e conteúdo do padrão

DOCUMENTOS COMPLEMENTARES ADICIONAIS:

Lista de Distribuição:

Eletrônica:

UN-ES/ATP-JUB/CHT/OP-P-34

Deve-se dar prioridade à consulta a padrões através do SINPEP, evitando a sua impressão

Impressa:

Destinatários

***** ÚLTIMA FOLHA DO PADRÃO *****

INSTRUÇÕES GERAIS

1- OS SISTEMAS FORAM DISTRIBUÍDOS DE ACORDO COM AS ATRIBUIÇÕES NATURAIS DE CADA RESPONSÁVEL.

2- DE ACORDO COM A PREMISSA ACIMA, OS SISTEMAS FORAM ATRIBUIDOS A CADA COORDENADOR DE ACORDO COM O CÓDIGO DE CORES ABAIXO:

SISTEMAS INERENTES AO GEPLAT	Red
SISTEMAS INERENTES AO COPROD	Grey
SISTEMAS INERENTES AO COFAC	Blue
SISTEMAS INERENTES AO COEMB	Green
SISTEMAS INERENTES AO COMAN	Orange
SISTEMAS CUJA RESPONSABILIDADE NÃO FOI CLARAMENTE IDENTIFICADA EM FUNÇÃO DE REALIDADES DIFERENTES EM CADA PLATAFORMA	Pink

3- DEVEM SER ELIMINADOS SISTEMAS INEXISTENTES NA PLATAFORMA E/OU ACRESCENTADOS/DETALHADOS, COM BASE NO ANEXO C DA N-1710, OS SISTEMAS ESPECÍFICOS, POIS OS SISTEMAS LISTADOS REFEREM-SE A UMA PLATAFORMA TIPO.

4- SE NECESSÁRIO FOR, OS SISTEMAS DEVERÃO SER DETALHADOS EM SUB-SISTEMAS PARA FACILITAR A DIVISÃO DAS AREAS DE TRABALHO.

5- A DIVISÃO DAS AREAS DE TRABALHO NÃO DEVE DE FORMA ALGUMA SER FEITA PENSANDO EM NÚMERO DE OPERADORES E SIM PENSANDO EM ÁREAS FÍSICAS DE ACORDO COM A DEFINIÇÃO ABAIXO:

Área de Trabalho: Área física composta de um ou mais processos e/ou sistemas. As fronteiras são definidas preferencialmente de acordo com a visão processo, definida na Matriz de Responsabilidade de Sistemas da Unidade, limite de Sistema ou de acordo com a área física geométrica (skid de pacote, estruturas, anteparas, etc.).

6- DEVERÃO SER CLARAMENTE ESTABELECIDOS OS LIMITES DE BATERIA DE CADA AREA DE TRABALHO DE FORMA A SER EVITADA UMA AREA DE SOMBRA (CUJA RESPONSABILIDADE NÃO ESTÁ ATRIBUIDA A NENHUM OPERADOR) OU A EXISTENCIA DE UMA AREA DE SUPERPOSIÇÃO (NA QUAL TEMOS DUAS PESSOAS RESPONSÁVEIS POR MESMO EQUIPAMENTO OU SUB-SISTEMA).

7- A DISTRIBUIÇÃO DOS OPERADORES PELAS AREAS DE TRABALHO SERÁ FEITA EM PLANILHA ESPECÍFICA PARA TAL, DEVENDO SER ATUALIZADA A CADA EMBARQUE OU SEMPRE QUE HOUVEREM MUDANÇAS NA ALOCAÇÃO DOS OPERADORES.

8- A CADA OPERADOR PODE SER ATRIBUÍDA MAIS DE UMA AREA DE TRABALHO.

Cd. Sist. PEO	Descrição	Limite de Processo	GEPLAT	COPROD	COFAC	COEMB	COMAN
1	Poços (ANM)	Inclui Unidade Hidráulica		X			
2	Sistema de Elevação			X			
4	Injeção de Gás Lift		X	X			
5	Sistema de Coleta	Linhas, Umbilicais e Risers		X			
6	Sistema de Processamento de Petróleo			X			
7	Sistema de Processamento de Gás			X			
8	Sistema de Tratamento de Óleo			X			
9	Sistema de Tratamento de Gás			X			
10	Sistema de Tratamento de Água Produzida			X			
11	Sistema de Compressão de Gás		X	X			
12	Sistema de Gás Combustível			X			
15	Sistema de Medição de Óleo			X			
16	Sistema de Medição de Gás			X			
18	Sistema de Alívio (Despressurização)	BDVs e Linhas de Despressurização		X			
19	Sistema de Vent Atmosférico	Linhas de Vent, Corta-chamas		X			
20	Sistema de Tocha (Flare)	Vaso de Flare, Queimadores de Gás		X			
99	Sistema de Pull-in/Pull-out					X	
	Análises Físico-Químicas	Laboratório, seus equipamentos e acessórios		X			
21	Sistema de Injeção de Produtos Químicos			X	X		
22	Injeção Química em Óleo			X			
23	Injeção Química em Gás			X			
24	Injeção Química em Água Oleosa			X	X		
25	Injeção Química em Água de Captação				X		
103	Sistema de Estrutura do Navio	Casco, Convés, Tanques e Estruturas Auxiliares.				X	
29	Alojamento		X		X		
30	Heliponto		X				
31	Oficina de Manutenção						X
32	Almoxarifado						X
33	Sistema de Captação de Água Salgada				X		
36	Sistema de Água Doce						
41	Armazenagem	Recebimento e Armazenagem			X		
37	Unidade de Dessalinização de Água				X		
38	Unidade de Tratamento de Água				X		
42	Distribuição Água Industrial/Potável	Tanques/Vasos Distribuição, Bombas e Linhas			X		
40	Aquecimento de Água	Boilers e Rede de distribuição			X		
43	Sistema de Água de Resfriamento				X		
44	Sistema de Água de Aquecimento				X		

45	Sistema de Óleo Diesel						
46	Armazenagem e Distribuição de Diesel Bruto	Recebimento até montante da centrífuga			X		
47	Unidade de Centrifugação de Diesel				X		
48	Armazenagem e Distribuição de Diesel Limpo				X		
49	Sistema de Ar Comprimido				X		
50	Sistema de Ar de Partida				X		
51	Sistema de Geração Principal				X		
52	Sistema de Distribuição Elétrica	Transformadores, Painéis, Rede de Distribuição			X		
53	Sistema de Iluminação Normal				X		
54	Sistema de Ventilação				X		
56	Sistema de Ar Condicionado				X		
57	Sistema de Refrigeração	Câmara Frigorífica, Freezer			X		
58	Sistema de Geração de Emergência				X		
59	Sistema de Geração Auxiliar				X		
60	Sistema de Iluminação de Emergência/Essencial				X		
61	Sistema de Energia para Telecomunicações	48 V			X		
62	Sistema de Corrente Contínua	24V, 125V			X		
64	Sistema de Proteção Catódica				X		
65	Sistema de Despejos Sanitários				X		
66	Sistema de Combate a Incêndio						
67	Bombas e Rede de Combate a Incêndio				X		
70	Sistema de Dilúvio	À partir da ADV		X	X		
71	Hidrantes	À partir da válvula bloqueio	X				
72	Sistema de Gás Inerte (CO2, Halon)				X		
73	Sistema de Espuma Fixos		X				
74	Equipamentos Portáteis de Combate a Incêndio		X				
76	Sistema de Proteção Passiva				X		
77	Sistema de Auxílio à Navegação					X	
78	Sistema de Rádio Fixo					X	
79	Sistema de Televisão		X				
80	Sistema de Circuito Fechado de TV			X	X	X	
81	Sistema de Intercomunicação		X				
82	Sistema de Telefonia		X				
83	Sistema de Telecomunicação e Informática		X				
100	Sistema de Posicionamento Dinâmico Global (DGPS)					X	
122	Sistema de Monitoração do Meio Ambiente					X	
84	Sistema de Detecção de Fogo e Gás			X	X	X	
85	Sistema Ecos/Esc			X	X	X	X
101	Sistema de Ancoragem					X	
104	Sistema de Lastreamento					X	

105	Sistema de Esgotamento					
106	Praça de Máquinas				X	
107	Casa de Bombas					X
63	Sistema de Movimentação de Cargas	Guindastes, Talhas, Guinchos, Defensas				X
75	Sistema de Salvatagem	Baleeiras, Balsas e Bote de Resgate				X
102	Dispositivos de Estanqueidade	Portas e Dampers Estanques				X
110	Sistema do Offloading	Bombas de Carga, Linhas e Mangotes				X
111	Sistema de Amarração					X
112	Sistema do Turret			X		
113	Sistema de Carregamento	Bombas do Surge e Linhas de Carga		X		
114	Sistema de Tancagem	Tanques de Carga, Espaços Vazios, Medição de Nível e Sistema de Limpeza				X
115	Sistema Hidráulico Válvulas de Carga	Nakakita				X
116	Sistema de Drenagem (Aberto e Fechado)	Vaso e Tanques Slope, Linhas		X		
117	Sistema de Gás Inerte	Nitrogênio				
118	Geração de Gás Inerte				X	
119	Distribuição de Gás Inerte			X	X	X

***Anexo III - PG-2E6-0093 - Política, diretrizes e indicadores para
Inspeção na UN-ES***

Título **POLÍTICA, DIRETRIZES E INDICADORES DE INSPEÇÃO DA UN-ES**

Órgão aprovador:	UN-ES	Cópia X	Data de implantação: 03/07/2007
Órgão gestor:	UN-ES/ST/EMI		Assinatura: Marcio Felix Carvalho Bezerra

1. OBJETIVO

Este padrão tem por finalidade definir a Política, as Diretrizes e os Indicadores da Atividade de Inspeção, aplicável a todos os equipamentos estáticos e sistemas das instalações da UN-ES, bem como estabelecer a forma de acompanhamento e controle desta atividade.

2. DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

NR-13: Norma Regulamentadora Nº 13 do Ministério do Trabalho
Portaria nº 016, de 29 de Janeiro de 2001, do INMETRO

ET-3000.00-1200-941-PCI-0087: Diretrizes para Desenvolvimento de Estratégia de Inspeção

PG-1EP-00016: Política e Diretrizes para a Função Manutenção e Inspeção do E&P (📄);

PE-1EP-00017: Auditoria Interna em Serviço Próprio de Inspeção de Equipamentos (📄);

PP-2E6-00096: Tratamento de Anomalias na UN-ES (📄)

PG-2E6-00099: Sistematização das Reuniões do Comitê de Gestão da UN-ES (📄);

PG-2E6-00109: Plano de Inspeção de Equipamentos da UN-ES (📄);

PG-2E6-00139: Comitês Funcionais dos Processos da UN-ES (📄);

PE-2E6-00169: Priorização dos Itens das Recomendações Técnicas de Inspeção (RTIs) (📄);

3. POLÍTICA DE INSPEÇÃO DA UN-ES

Assegurar a integridade física dos equipamentos estáticos, sistemas de tubulações das instalações e Dutos da UN-ES, de forma integrada com a operação, manutenção e engenharia, enfatizando os aspectos relativos à qualidade, segurança, saúde e meio-ambiente, contribuindo para o cumprimento das metas de produção, custo e SMS.

4. DIRETRIZES

4.1 - A gestão da Atividade de Inspeção deve ser conduzida de forma a promover a integração entre a Operação, Manutenção, Engenharia e SMS, e de acordo com o padrão PG-1EP-00016 - Política e Diretrizes para a Função Manutenção e Inspeção do E&P.

4.2 - A Atividade de Inspeção deve atuar em todas as fases dos empreendimentos, o que inclui:

- projeto básico, executivo, comissionamento e pré-operação;
- vida útil (operação, manutenção);
- obsolescência e descomissionamento;

4.3 - O desempenho da Atividade de Inspeção deve ser avaliado mediante a medição e o acompanhamento periódico e sistemático de indicadores, estabelecidos no item 6 deste padrão.

4.4 - A elaboração do Programa de Inspeção de Equipamentos (PIE), conforme PG-2E6-00109 - Plano de Inspeção de Equipamentos da UN-ES, deve levar em consideração a legislação, as normas aplicáveis e a programação da Manutenção.

4.5 - As atividades de inspeção devem ser desenvolvidas de forma planejada, padronizada e sistematizada utilizando, preferencialmente, a ferramenta SAP/R3 no módulo PM.

4.6 - Os responsáveis pelas atividades de inspeção devem buscar continuamente a absorção, o desenvolvimento e a disseminação de novas tecnologias que permitam a melhoria contínua dos seus serviços.

4.7 - Os responsáveis pelas atividades de inspeção devem promover ações contínuas visando o desenvolvimento profissional alinhado aos objetivos da Companhia.

4.8 - Todos os envolvidos nas atividades de inspeção devem assegurar o atendimento dos requisitos exigidos para a obtenção e manutenção da certificação do Serviço Próprio de Inspeção de Equipamentos (SPIE).

5. SISTEMÁTICA DE GESTÃO

5.1 - A Gestão da Atividade de Inspeção na UN-ES é exercida através do Comitê Funcional de Manutenção e Inspeção, definido no PG-2E6-00139 - Comitês Funcionais dos Processos da UN-ES, e do Comitê de Implantação do SPIE, definido através da DIP 466-2006.

5.2 - Estes Comitês devem se reunir, periodicamente, para efetuar a coordenação da gestão do conhecimento da função, efetuar análise crítica dos processos, resultados e dar suporte às tomadas de decisão relativas à atividade de inspeção.

TIPO	PARTICIPANTES
Comitê Funcional de Manutenção e Inspeção	Gerente de Engenharia de Manutenção e Inspeção (Coordenador); Gerente da Oficina de Manutenção (SOP/OM); Gerentes das MI's (Manutenção e Inspeção) dos Ativos;
Comitê de Implantação do SPIE	Gerente de Engenharia de Manutenção e Inspeção (Coordenador); Gerente da Oficina de Manutenção (SOP/OM); Gerentes das MIs (Manutenção e Inspeção) dos Ativos; Gerentes das ISUPs (Instalação de Superfície) Gerentes das OPs (Operação)

5.3 - Os seguintes tópicos devem fazer parte dos assuntos tratados por estes Comitês:

- Definição de diretrizes, procedimentos e ações conjuntas.
- Gestão do Conhecimento
- Padronização/Normatização
- Busca e Disseminação de novas Tecnologias
- Propostas de Auditorias Técnica e de Gestão de Processos
- Monitoramento do Desempenho dos Processos e do SPIE
- Análise das necessidades, treinamento e distribuição de recursos humanos
- Acompanhamento da implantação das ações/recomendações oriundas das auditorias internas e análise crítica
- Análise crítica da Atividade de Inspeção.

6. INDICADORES

Os indicadores para acompanhamento da atividade de inspeção de equipamentos estão definidos abaixo e devem ser medidos e calculados, mensalmente, para cada Ativo de Produção e também, de forma consolidada para a UN-ES.

6.1) ICPI - Índice de Cumprimento ao Plano de Inspeção

$$ICPI = \frac{100 \times (\text{N}^\circ \text{ Total de equipamentos do SPIE com os prazos de inspeção em dia})}{(\text{N}^\circ \text{ Total de equipamentos do SPIE com os prazos de inspeção em dia})}$$

Onde: Total de equipamentos do SPIE com os prazos de inspeção em dia são os equipamentos com data(s) da(s) próxima(s) inspeção(ões) maior ou igual a data atual (considerando a interna, externa e teste hidrostático, se aplicável). No caso das PSVs, deve ser as que estiverem com a data da próxima

calibração maior ou igual a data atual. No SAP/R3, são considerados os lotes de controles com DU (Decisão de Utilização).

6.2) IARI - Índice de Atendimento às Recomendações de Inspeção

É o percentual entre o número total de recomendações quitadas pela manutenção e o número total de recomendações emitidas. Deve ser analisado e acompanhados sob 3 aspectos, a seguir:

a) Criticidade das recomendações

- Atendimento às recomendações de maior criticidade (A e B):

$$IARI = \frac{100 \times (\text{N}^\circ \text{ de recomendações tipo "A" e "B" atendidas no prazo})}{\text{N}^\circ \text{ de recomendações tipo "A" e "B" emitidas}}$$

- Atendimento às recomendações de forma geral (todas prioridades).

$$IARI = \frac{100 \times (\text{N}^\circ \text{ de recomendações geral atendidas no prazo})}{\text{N}^\circ \text{ de recomendações geral emitidas}}$$

Nota: Os critérios para a criticidade das recomendações estão definidos no padrão PE-2E6-00169 - Categorização das Recomendações Técnicas de Inspeção (RTIs).

b) Periodicidade de Cálculo:

- Relação entre recomendações atendidas e emitidas, nos últimos 12 meses;
- Relação entre recomendações atendidas e emitidas, acumuladas ao longo do tempo;

c) Prazo para atendimento das recomendações - Devem ser consideradas como recomendações em atraso, as medidas que não forem atendidas nos seguintes prazos:

- Tipo A: 0 dias *
- Tipo B: 90 dias
- Tipo C: 180 dias
- Tipo D: 360 dias

* De acordo com o padrão PE-2E6-00169 - Categorização das Recomendações Técnicas de Inspeção (RTIs) - os itens prioridade "A" devem ser atendidos obrigatoriamente antes do retorno do equipamento/tubulação à operação (quando detectados durante a parada do mesmo), ou motivar a parada do equipamento/tubulação imediatamente para atendimento do item, quando detectados durante a operação do mesmo.

7. SISTEMÁTICA DE ANÁLISE CRÍTICA

7.1 - A análise crítica pela alta administração deve ser realizada regularmente através da reunião do Comitê de Gestão, a qual está sistematizada através do padrão PG-2E6-00099 - Sistematização das Reuniões do Comitê de Gestão da UN-ES, e tem dentre seus objetivos, promover a melhoria contínua da Atividade de Inspeção e do SPIE.

7.2 - A análise crítica pela alta administração deve considerar:

- Relatórios das auditorias externas e auditorias internas do SPIE realizadas;
- O nível de atendimento aos indicadores e às metas estabelecidas;
- Resultados da implementação da política de inspeção;
- Discussão de fatos relevantes e resultados relacionados ao SPIE;
- As anomalias identificadas e tratadas.

7.3 - As observações, conclusões e recomendações devem ser registradas para que as ações necessárias sejam acompanhadas e implementadas.

* * *

SUMÁRIO DE REVISÕES		
REV.	Data	DESCRIÇÃO E/OU ITENS ATINGIDOS
0	25/04/2005	Emissão Original
A	04/01/2007	Atualizar padrão e Lista de distribuição com gerências novas.
B	03/07/2007	No item "6.4 - Frequência e responsável pela medição", existem alterações a se fazer, são elas: Na linha da tabela, DIMENSÃO DE ATENDIMENTO os responsáveis pelos indicadores terão que ser revistos, pois na coluna RESPONSÁVEL se encontra escrito OMI, esta gerência se dividiu em OM e MI, portanto o indicador IARTI, IAPI e IAPMI é de responsabilidade da ISUP/MI. Os de responsabilidade da SOP/OM são os IAPI e IAPMI. Excluído as dimensões de custo e qualidade pois não estão sendo acompanhadas. Atualizada a denominação dos indicadores IARTI para IARI

DOCUMENTOS COMPLEMENTARES ADICIONAIS:

Lista de Distribuição:

Eletrônica:

UN-ES, UN-ES/APMG-ES, UN-ES/APMG-ES/ISUP, UN-ES/APMG-ES/MI, UN-ES/APMG-ES/OP-LP-LS, UN-ES/APMG-ES/OP-PC-PER, UN-ES/ATP-GLF, UN-ES/ATP-GLF/ISUP, UN-ES/ATP-GLF/OP-GLF, UN-ES/ATP-JUB/CHT, UN-ES/ATP-JUB/CHT/ISUP, UN-ES/ATP-JUB/CHT/OP-P-34, UN-ES/ATP-NC, UN-ES/ATP-NC/ISUP, UN-ES/ATP-NC/MI, UN-ES/ATP-NC/OP-FAL, UN-ES/ATP-NC/OP-N, UN-ES/ATP-NC/OP-S, UN-ES/SMS, UN-ES/SOP, UN-ES/SOP/OM, UN-ES/ST, UN-ES/ST/EMI

Deve-se dar prioridade à consulta a padrões através do SINPEP, evitando a sua impressão

Impressa:

Destinatários

***** ÚLTIMA FOLHA DO PADRÃO *****

***Anexo IV - PG-2E6-00102 - Política, diretrizes e indicadores para
Manutenção na UN-ES***

Título **POLÍTICA, DIRETRIZES E INDICADORES DE MANUTENÇÃO DA UN-ES**

Órgão aprovador: UN-ES	Cópia X	Data de implantação: 23/04/2007
Órgão gestor: UN-ES/ST/EMI		Assinatura: Marcio Felix Carvalho Bezerra

1 - OBJETIVO

Este padrão tem por finalidade definir a Política, Diretrizes e Indicadores de Manutenção, que se aplicam a todos os sistemas, equipamentos e instalações de produção da UN-ES, bem como definir os métodos de acompanhamento e controle desta manutenção.

2 - DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

- **NBR 5462:** Confiabilidade e Manutenibilidade - Terminologia
- **NBR 9320:** Confiabilidade de Equipamentos - Recomendações Gerais
- **PP-11-00039:** Tratamento de Anomalias.
- **PG-3E6- 00095-0:** Comitês Funcionais dos Processos da UN-ES.
- **ET-3000.00-1200-941-PCI-007:** Diretrizes para Desenvolvimento de Estratégia de Manutenção

3 - DEFINIÇÕES <-- Clique aqui para Ver

3.1 Condicionamento - conjunto de atividades a serem executadas nos equipamentos e sistemas durante a fase de Construção e Montagem, com o objetivo de deixá-los nas condições requeridas para início das atividades de pré-operação. São exemplos de atividades típicas de condicionamento: inspeção de recebimento e preservação de equipamentos, verificações técnicas dos equipamentos e dos materiais do sistema, lavagem de linhas e testes de estanqueidade, testes de verificação de malhas elétricas e de instrumentação, calibração de instrumentos.

3.2 Confiabilidade: é a probabilidade de um equipamento ou instalação desempenhar sua função dentro de requisitos especificados, durante um intervalo de tempo pré-estabelecido.

3.3 Comitê de Gestão da UN-ES: Grupo de gerentes que compartilham a responsabilidade principal para o desempenho da Organização, formado pelo

Gerente Geral da UN-ES e os gerentes de Ativos, assessorados pelos gerentes de Planejamento e Marketing, Contabilidade e Finanças, Recursos Humanos, SMS, Suporte Operacional, Suporte Técnico e Suporte à Gestão.

3.4 Custo compatível: custo aceitável para um processo alcançar os resultados esperados.

3.5 Defeito: É qualquer desvio da característica de um sistema, equipamento ou instalação em relação aos seus requisitos, inclusive quanto à segurança e meio ambiente. Um defeito não gera indisponibilidade, entretanto, caso o mesmo não seja corrigido poderá levar o sistema, o equipamento ou instalação à indisponibilidade.

3.6 Disponibilidade: percentual de tempo que um sistema está disponível para operar em relação a um determinado período considerado.

3.7 Eficiência energética: é o percentual entre a energia útil disponibilizada por um equipamento ou sistema e a energia total recebida pelos mesmos.

3.8 Eficiência operacional: é a relação percentual entre o total produzido pelo equipamento ou sistema e a produção prevista em projeto.

3.9 EVTE: Estudo de viabilidade técnica e econômica.

3.10 Falha: É um evento que provoca a perda da capacidade de realizar a função específica de um sistema, equipamento ou instalação.

3.11 Ferrografia: Técnica de manutenção preditiva que permite detectar defeitos nos equipamentos, baseando-se na análise (quantidade e tipo) dos metais encontrados no óleo lubrificante.

3.12 Grau de importância de um local de instalação: classificação de um local de instalação, considerando-se os atributos de risco à segurança, ao meio ambiente, à saúde das pessoas ou a continuidade da operação (produção de óleo e gás, perfuração, completação).

3.13 Manutenção: Conjunto de atividades técnicas e administrativas, cuja finalidade é conservar, melhorar ou restituir a um sistema, equipamento ou instalação às condições que lhe permitam realizar sua função, conforme condições especificadas.

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

3.15 Manutenção preventiva (periódica ou sistemática): São assim chamadas as intervenções de manutenção realizadas visando corrigir defeitos, antes da ocorrência da falha, estabelecidas através de programações efetuadas com base em unidade calendário (dia, semana, mês etc.) ou em unidade não calendário (horas de operação, quilômetros rodados etc).

3.16 Manutenção preditiva: São tarefas de manutenção que visam acompanhar a operação do sistema, equipamento ou instalação por monitoramento, medições ou controle estatístico de parâmetros tais como pressão, vazão, temperatura, vibração etc, para tentar prever ou predizer a proximidade da ocorrência de uma falha. Incluem-se como manutenção preditiva as tarefas de ferrografia, termografia, análise de óleo lubrificante, monitoramento de vibração, dentre outras.

A intervenção efetuada em decorrência do conhecimento do estado operacional, obtido através de manutenção preditiva, denomina-se Manutenção Preventiva sob Condição.

3.17 Manutenção Detectiva: São assim chamadas as intervenções realizadas visando antecipar possíveis defeitos ou falhas ocultas, como por exemplo limpar carcaça de equipamento, completar nível de óleo, conferir aperto de parafuso, trocar filtro de óleo lubrificante, verificar existência de vazamento, lubrificar haste de válvula, efetuar medições de temperatura, pressão, testar instrumentos periodicamente para verificação de atuação, etc.

3.18 Módulo PM (Plant Maintenance): Módulo de Manutenção e Inspeção do SAP R/3.

3.19 Monitoramento de vibrações: Técnica de manutenção preditiva que permite detectar defeitos nos equipamentos, baseando-se nas variações dos níveis de vibração.

3.20 Plano de manutenção: Programação para execução das tarefas de manutenção visando assegurar a conformidade de um sistema, equipamento ou instalação às exigências especificadas para a sua operação.

3.21 Plano de sobressalentes: Relação de material do equipamento necessária para execução do plano de manutenção.

3.22 Performance: é o produto da disponibilidade pela eficiência operacional.

3.23 Pré-Operação - conjunto de atividades executadas pela equipe de operação na fase de condicionamento, visando a preparação dos sistemas para a fase de Operação Assistida.

3.24 SAP R/3: Software do tipo ERP (Enterprise Resource Planning - Sistema Integrado de Gestão Empresarial), que integra informações e automatiza processos, em tempo real, interligando as diversas áreas de negócios e otimizando o processo decisório.

3.25 SMS: Segurança, Meio Ambiente e Saúde.

3.26 Termografia: Técnica de manutenção preditiva que permite detectar defeitos nos equipamentos, baseando-se na análise dos pontos com temperaturas anormais, através de fotos ou vídeos por radiações infravermelhas ou instalações de termopares em pontos específicos.

4. POLÍTICA DE MANUTENÇÃO DA UN-ES

Garantir a disponibilidade dos sistemas, a confiabilidade, a eficiência operacional e a eficiência energética dos equipamentos e instalações da UN-ES, assegurando a continuidade operacional e contribuindo para o atendimento das metas de produção, de segurança, de meio ambiente e saúde, com qualidade e economicidade, buscando os melhores resultados para cada Ativo, nas visões de curto, médio e longo prazo.

5. DIRETRIZES

5.1 A manutenção dos equipamentos estáticos e sistema de tubulações das instalações de superfície da UN-ES, é tratada no padrão gerencial da atividade de inspeção.

5.2 A função Manutenção deverá atuar nas diversas fases dos empreendimentos:

FASE I:	Projeto, condicionamento e pré-operação;
FASE II:	Vida útil;
FASE III:	Obsolescência;

5.3 A gestão da função Manutenção deverá ser conduzida de forma a promover a integração entre a Operação, a Manutenção, a Inspeção, a Engenharia, Materiais e SMS.

5.4 Para cadastro, programação, controle e registro da manutenção de equipamentos deverá ser utilizado o módulo PM do SAP/R3.

Obs: A UN-ES deverá possuir uma base de dados consolidada que permita a execução de estudos de engenharia de manutenção e suporte a novos projetos.

5.5 A execução dos Planos de Manutenção deve ser controlada através de indicadores estabelecidos. Os locais de instalação de grau de importância 3 (críticos) devem ter a programação de manutenção preventiva e preditiva atendida plenamente (100% de atendimento).

5.6 Locais de Instalação com grau de importância 3 (críticos) que não sejam de uso contínuo, tais como geradores de emergência, bombas de incêndio, baleeiras, etc., devem possuir rotina periódica de teste em seu plano de manutenção.

5.7 Todas as intervenções de manutenção nos equipamentos devem ser registradas no módulo PM do SAP/R3. O código do equipamento deverá, obrigatoriamente, ser registrado no cadastro de cada intervenção realizada, de modo a possibilitar o levantamento do histórico de intervenções para subsidiar estudos e análises.

5.8 A UN-ES deverá ter uma política de sobressalentes, considerando a forma adequada de aquisição de peças, a importância dos equipamentos, o critério de alienação, o custo e o tempo de reposição das peças.

5.9 A UN-ES deverá ter índices de manutenção acompanhados, sendo que, os indicadores de desempenho estabelecidos estão descritos no item 9 deste padrão.

5.10 Os processos da atividade de manutenção devem ser padronizados de forma seletiva e sistemática. Esta padronização envolverá locais de instalação, equipamentos, planos de manutenção e procedimentos.

5.11 A capacitação e o desenvolvimento profissional integrado aos objetivos da Companhia e a atualização tecnológica das equipes de manutenção devem ser promovidos de forma sistemática.

5.12 Contratação de Serviços

5.12.1 Os contratos deverão privilegiar a liberdade de ação das contratadas, de forma a estimular o aumento de sua produtividade. Preferencialmente, os contratos de serviços deverão ser padronizados, baseados em resultados e conter índices de controle que permitam avaliar a qualidade, o atendimento e a segurança dos serviços prestados.

5.12.2 Os contratos devem possuir item específico estabelecendo requisitos sobre qualificação e certificação de pessoal envolvido nos serviços.

5.12.3 A qualificação e certificação de pessoal deve ser baseada no Programa Nacional de Qualificação e Certificação (PNQC), quando aplicável, ou outra qualificadora e certificadora pertinente ao tipo de mão-de-obra.

5.12.4 Os contratos devem ser iniciados, preferencialmente, com 100% da mão de obra certificada. Caso seja inviável o atendimento a esta exigência, as gerências contratantes podem aceitar uma certificação parcial da mão-de-obra contratada, porém este percentual não deve ser inferior a 20% na mobilização, 50% ao final do primeiro ano, atingindo 100% no terceiro ano para contratos com prazo maior que dois anos ou contratos renovados.

5.12.5 Todo contrato de manutenção deve medir o índice de rotatividade de pessoal da Contratada e estabelecer pagamento de multa no caso desse índice ultrapassar o valor definido como máximo pela gerência contratante.

5.12.6 No caso de contratação de serviços com fornecimento de materiais, deverão ser identificados os materiais para os quais devem ser exigidos requisitos de qualificação, sendo que os mesmos deverão ser adquiridos de empresas cadastradas na Petrobras.

6. SISTEMÁTICA DE GESTÃO

6.1 A Gestão da Função Manutenção na UN-ES é exercida pelo Comitê Funcional de Manutenção e Inspeção, de acordo com o PG-3E6-00095 - Comitês Funcionais dos Processos da UN-ES, que se reúne regularmente para efetuar a coordenação da gestão do conhecimento da função, efetuar análise crítica dos processos e resultados e dar suporte às tomadas de decisão.

6.2 Os seguintes tópicos fazem parte dos assuntos tratados por este Comitê:

- Definição de diretrizes, procedimentos e ações conjuntas
- Gestão do Conhecimento
- Padronização/Normatização
- Coordenação Técnica
- Busca e Disseminação de Tecnologias
- Propostas de Auditorias Técnica e de Gestão de Processos
- Consultoria Técnica
- Monitoramento do Desempenho dos Processos ou sistemas
- Análise das necessidades, treinamento e distribuição de recursos humanos
- Acompanhamento da implantação das ações/recomendações oriundas das auditorias internas e análise crítica
- Análise crítica da Função Manutenção.

6.3 Na atividade de coordenação da gestão do conhecimento, este Comitê funcional deve atuar de forma a garantir que a UN-ES atinja os seus objetivos, zelando pela implantação e manutenção dos processos de gestão do conhecimento:

- Melhores Práticas
- Lições Aprendidas
- Eventos Técnicos
- Comunidades Técnicas
- Mapeamento de Conhecimentos
- Páginas Amarelas
- Outros

6.4 Periodicamente o Comitê de Gestão da UN-ES acompanhará o andamento deste Comitê Funcional. Nestas reuniões será verificado o andamento das ações, o desempenho da Função Manutenção, os resultados obtidos, e serão decididas as questões que extrapolam a competência do Comitê Funcional.

7 - CRITÉRIO PARA DETERMINAÇÃO DO GRAU DE IMPORTÂNCIA DOS LOCAIS DE INSTALAÇÃO

7.1 Cabe aos Órgãos Operacionais identificar e relacionar o Grau de Importância dos Locais de Instalação de acordo com os níveis definidos abaixo :

Grau de Importância "1" : São locais de instalação cujo impacto de falha seja 1.

Grau de Importância "2" : São locais de instalação cujo impacto de falha seja 2, 3 ou 4.

Grau de Importância "3" : São locais de instalação cujo impacto de falha seja 5, 6 ou que possuam exigência normativa (NR-13 e/ou ANP).

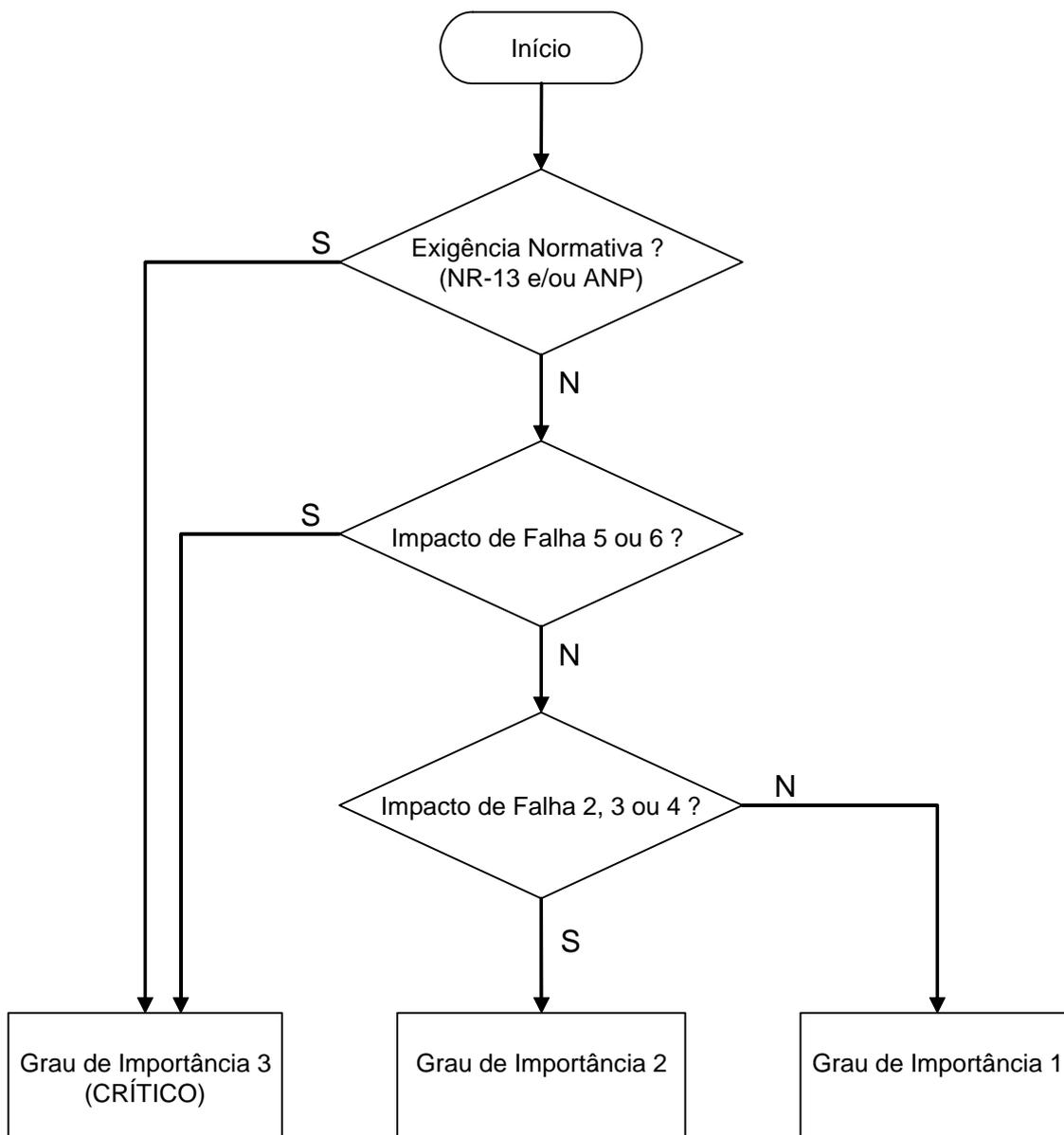
7.1.2 O impacto de falha é uma medida da consequência provocada pela falha do local de instalação e definida da seguinte maneira :

Impacto de Falha	Segurança	Meio Ambiente	Produção
6	Acidente catastrófico, no instante após a falha	Grande vazamento imediato no meio ambiente, sem contenção.	***
5	Falha provoca redução na capacidade de detecção de fogo e gás e combate a incêndio. Falha provoca a perda de função de equipamentos necessários em caso de emergência	***	Parada Total da Produção de Gás ou Óleo, sem redundância
4	***	Pequeno vazamento no meio ambiente, sem contenção	Parada Total da produção de gás ou óleo, com redundância
3	Falha provoca dificuldade no sistema de manutenção da vida	Grande vazamento, com contenção	Parada parcial, sem redundância
2	***	***	Parada parcial, com redundância
1	Falha não causa impacto na segurança	Falha não causa impacto no meio ambiente	Falha não provoca perda de produção

Obs:

- Se a falha do local de instalação se encaixar em duas ou mais categorias, prevalece a de maior impacto.
- Itens identificados com (***) não se aplicam.
- O Impacto de Falha definido no quadro acima não contradiz a definição contida no módulo PM do SAP/R3, mas apenas complementa a classificação, incluindo outros aspectos relacionados a Segurança, Meio Ambiente e Produção.

7.1.3 O fluxograma abaixo mostra um resumo para determinação do Grau de Importância :



7.2 A definição do grau de importância do local de instalação deverá, sempre, levar em consideração a importância do sistema ao qual ele pertence. O enfoque deverá ser o da garantia da função do sistema.

7.3 O grau de importância de um local de instalação não é estático. Esta classificação deve ser reavaliada periodicamente, levando-se em consideração o histórico, as mudanças no fator de serviço, as mudanças ocorridas com o processo onde um determinado local de instalação está inserido, alterações legais ou a critério da Gerência operacional. É recomendável que a alteração do grau de importância dos locais de instalação seja registrada e documentada no histórico do local de instalação.

8 – ESTRATÉGIA DE MANUTENÇÃO

A forma de gerenciar a aplicação dos recursos e o planejamento das intervenções depende da análise prévia do grau de importância dos locais de instalação, de tal forma que seja conferido um tratamento diferenciado a cada caso.

Fatores	Grau de Importância		
	3	2	1
Métodos de Manutenção	<ul style="list-style-type: none"> ● Manutenção Detectiva; ● Manutenção Preditiva; ● Manutenção Preventiva para os itens em que não seja possível a Manutenção Preditiva; ● Implementação de melhoria sempre que observada uma falha e identificada a sua causa, eliminando os pontos vulneráveis. 	<ul style="list-style-type: none"> ● Manutenção Detectiva; ● Manutenção Preditiva onde a aplicação da técnica tenha custo eficiente; ● Manutenção Preventiva; ● Implementação de melhoria sempre que observada uma falha e identificada a sua causa, eliminando os pontos vulneráveis. 	<ul style="list-style-type: none"> ● Manutenção Detectiva.
Análise de Falha	<ul style="list-style-type: none"> ● Preenchimento do catálogo de falhas. 	<ul style="list-style-type: none"> ● Preenchimento do catálogo de falhas opcional. 	
Engenharia de Manutenção	<ul style="list-style-type: none"> ● Análise de qualquer anormalidade apresentada; ● Plano de Manutenção estabelecido através de estudo de Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC). 	<ul style="list-style-type: none"> ● Análise de falhas de equipamentos que apresentem taxa de falhas elevada; ● Deverá possuir FMEA para registro da base técnica utilizada na elaboração do plano de manutenção. 	<ul style="list-style-type: none"> ● Plano de Manutenção Detectiva desenvolvido através de critérios gerais por classe de objetos.

8.6 As tecnologias para manutenção preditiva deverão ser implementadas dando ênfase à monitoração on-line.

8.7 A manutenção dos equipamentos Estáticos e sistemas de tubulações das instalações de superfície da UN-ES, geralmente, é decorrente da execução de Planos de Inspeção. Fica a critério gerencial o estabelecimento de planos de manutenção específicos para estes equipamentos.

9 – INDICADORES DA MANUTENÇÃO

9.1 - Indicadores Gerenciais

ICP - Índice Custo da Manutenção Preventiva

$ICP = 100 * (\text{Custo da Manutenção Preventiva}) / (\text{Custo Total da Manutenção})$

ICC - Índice Custo da Manutenção Corretiva

$ICC = 100 * (\text{Custo da Manutenção Corretiva}) / (\text{Custo Total da Manutenção})$

ICTM - Custo Total da Manutenção

$ICTM = 100 * (\text{Custo Total da Manutenção}) / (\text{Custo de Extração - CE})$

CBOE - Custo da Manutenção por Barril de Óleo Equivalente

$CBOE = (\text{Custo Total da Manutenção}) / (\text{Barril de Óleo Equivalente Produzido})$

ITM - Indicador de Terceirização da Manutenção

$ITM = 100 * (\text{Custo de Serviços de Terceiros da Manutenção}) / (\text{Custo Total da Manutenção})$

9.2 - Indicadores Operacionais

ICMP - Índice de Cumprimento da Manutenção Preventiva

$ICMP = 100 * (\text{Número de Ordens de Preventiva Previstas e Realizadas no Período}) / (\text{Número de Ordens de Preventiva Previstas no Período})$

IAMC - Índice de Atendimento de Manutenção Corretiva

$IAMC = 100 * (\text{Número de Ordens de Corretiva Encerradas Dentro do Prazo Previsto no Período}) / (\text{Número de Ordens de Corretiva Previstas para Encerrar no Mesmo Período})$

IPMP - Índice de Pendências de Manutenção Preventiva

$IPMP = 100 * (\text{Número de Ordens de Preventiva com Prazo de Atendimento Vencido no Período}) / (\text{Número de Ordens de Preventiva com Realização Prevista no Mesmo Período})$

IPMC - Índice de Pendências de Manutenção Corretiva

$IPMC = 100 * (\text{Número de Ordens de Corretiva com Prazo de Atendimento Vencido no Período}) / (\text{Número de Ordens de Corretiva Previstas para Encerrar no Mesmo Período})$

10 – SISTEMÁTICA DE TRATAMENTO DE ANOMALIAS

10.1 As anomalias são identificadas através do acompanhamento de indicadores de desempenho e/ou da ocorrência de eventos indesejados.

10.2 O registro, análise, tratamento e acompanhamento das anomalias é realizado conforme estabelecido no PP-11-00039 – Tratamento de Anomalias.

11 - SISTEMÁTICA DE ANÁLISE CRÍTICA

11.1 A UN-ES mantém uma sistemática de análise crítica pela Administração feita regularmente através do Comitê de Manutenção e Inspeção, com o objetivo de promover a melhoria contínua da Função Manutenção.

11.2 Os aspectos a serem analisados incluem os itens abaixo, porém não limitados a:

- Relatórios das auditorias realizadas;
- O nível de atendimento às metas estabelecidas;
- Resultados da implementação da política de manutenção;
- Atendimento aos índices de controle estabelecidos;
- As anomalias identificadas e tratadas.

11.3 As observações, conclusões e recomendações são documentadas para que as ações necessárias sejam acompanhadas e implementadas.

* * *

SUMÁRIO DE REVISÕES		
REV.	Data	DESCRIÇÃO E/OU ITENS ATINGIDOS
0	18/04/2005	Emissão Original
A	01/06/2006	Revisão conforme prazo estabelecido. Foi retirada a tabela com os participantes do Comitê Funcional de Manutenção e Inspeção, pois, a mesma já se encontra no padrão PG-36-00095 - Comitês Funcionais dos processos da UN-ES.
B	23/04/2007	Alteração de critérios de criticidade de equipamentos.

DOCUMENTOS COMPLEMENTARES ADICIONAIS:

Lista de Distribuição:

Eletrônica:

UN-ES/APMG-ES, UN-ES/APMG-ES/MI, UN-ES/APMG-ES/OP-LP-LS,
UN-ES/APMG-ES/OP-PC-PER, UN-ES/ATP-GLF, UN-ES/ATP-GLF/ISUP,
UN-ES/ATP-GLF/OP-GLF, UN-ES/ATP-JUB/CHT/ISUP, UN-ES/ATP-JUB/CHT/OP-P-34,
UN-ES/ATP-NC, UN-ES/ATP-NC/ISUP, UN-ES/ATP-NC/MI, UN-ES/ATP-NC/OP-FAL,
UN-ES/ATP-NC/OP-N, UN-ES/ATP-NC/OP-S, UN-ES/ATP-NC/OS, UN-ES/ST, UN-ES/ST/EMI,
UN-ES/ST/SPPO

Deve-se dar prioridade à consulta a padrões através do SINPEP, evitando a sua impressão

Impressa:

Destinatários

***** ÚLTIMA FOLHA DO PADRÃO *****

Anexo V - PG-2E6-00109 - Plano de Inspeção de Equipamentos da UN-ES



Código:
E&P -
PG-2E6-00109-A

Título

PLANO DE INSPEÇÃO DE EQUIPAMENTOS

Órgão aprovador:	UN-ES	Cópia	Data de implantação: 08/12/2006
Órgão gestor:	UN-ES/ST/EMI	X	Assinatura: Marcio Felix Carvalho Bezerra

1. OBJETIVO

Este padrão estabelece o Plano de Inspeção de Equipamentos da UN-ES, definindo os objetos, a natureza, a frequência de inspeção e outras condições para sua execução, entre as quais, os procedimentos aplicáveis.

Aplica-se a todos os equipamentos estáticos que fazem parte do escopo do SPIE (Serviço Próprio de Inspeção de Equipamentos) da UN-ES, incluindo os sistemas de tubulação e as válvulas de alívio e segurança. No entanto, não se aplica a tanques estruturais de plataformas tipo FPSO.

2. DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

2.1 - Normas PETROBRAS

- N-1594 - Ensaio Não-Destrutivo - Ultra-som;
- N-1595 - Ensaio Não-Destrutivo - Radiografia;
- N-1596 - Ensaio Não-destrutivo - Líquido Penetrante;
- N-1597 - Ensaio Não-Destrutivo - Inspeção Visual;
- N-1598 - Ensaio Não-Destrutivo - Partícula Magnética;
- N-2098 - Inspeção de Dutos Terrestres em Operação;
- N-2318 - Inspeção de Tanque de Armazenamento Atmosférico;
- N-2322 - Inspeção em Serviços de Fornos de Processo;
- N-2368 - Inspeção de Válvulas de Segurança e Alívio;

N-2511 - Inspeção em Serviço de Trocadores de Calor;
N-2513 - Inspeção em Serviço de Resfriadores de Ar;
N-2555 - Inspeção em Serviço de Tubulações;
N-2619 - Inspeção em Serviço de Vasos de Pressão;
N-2665 - Inspeção em Serviço de Tocha (Flare);
N-2682 - Inspeção em Serviço de Gerador de Vapor;
N-2789 - Inspeção em Serviço de Tanques Atmosféricos de Uso Geral.

2.2 - Procedimentos da UN-ES

PG-2E6-00093 - Política, Diretrizes e os Indicadores da Inspeção da UN-ES;
PG-2E6-00177 - Plano de Calibração, Controle e Preservação dos Instrumentos da Inspeção;
PE-2E6-00172 - Terminologia Aplicada na Inspeção de Equipamentos da UN-ES;
PE-2E6-00179 - Determinação de Vida Remanescente de Equipamentos e Tubulações;
PE-2E6-00190 - Inspeção, Manutenção, Calibração e Teste de Válvulas de Segurança e Alívio de Pressão;
PE-2E6-00196 - Inspeção de Vasos de Pressão;
PE-2E6-00203 - Inspeção em Tanques Fixos Atmosféricos;
PE-2E6-00204 - Teste de Pressão em Equipamentos e Sistemas de Tubulação da UN-ES;
PE-2E6-00234 - Inspeção de Tubulações de Processo e Utilidades;
PE-3E6-01284 - Inspeção em Geradores de Vapor Aquotubulares.

2.2 - Demais Normas

API-653 - Tank inspection, repair, alteration, reconstruction
API-510 - Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rating, Repair and Alteration;
API-570 - Piping Inspection Code;
API RP-574 - Inspection Practices for Piping System Components;
Norma Regulamentadora Nº 13 - Caldeiras e Vasos de Pressão.

Nota : Em caso de conflito entre os documentos citados acima, deverão prevalecer os requisitos estabelecidos na Norma Regulamentadora Nº 13 e das Normas PETROBRAS, nesta ordem.

3. CONDIÇÕES GERAIS

3.1- Este plano está adequado à política e diretrizes da inspeção de equipamentos da UN-ES, estabelecidas no PG-2E6-00093.

3.2- Os equipamentos abaixo devem ser considerados como objetos de inspeção na UN-ES:

- Geradores de Vapor;
- Caldeiras;
- Fornos;
- Tanques fixos de armazenamento;
- Sistemas de Tubulações;
- Válvulas de Segurança e/ou alívio;
- Resfriadores a Ar (Air Cooler);
- Tochas e/ou Flares de plantas de processo;
- Vasos de pressão, incluindo:
 - Permutadores de Calor (casco/tubo);
 - Tratadores de óleo;
 - Torres de processo;
 - Filtros e amortecedores de pulsação;
 - Separadores de água/óleo/gás.

3.3- Os equipamentos objetos de inspeção devem estar cadastrados no Sistema SAP/R3, cuja responsabilidade de atualização é do Profissional Habilitado de cada área operacional.

3.4- Todos os serviços de inspeção devem ser executados de acordo com procedimentos escritos e aprovados por pessoal competente para tal. Entretanto, os serviços de inspeção não devem ficar limitados ao estabelecido no procedimento, devendo, neste caso, ficar registrado na pasta do equipamento quais os procedimentos e exames complementares que foram realizados.

3.5- Os relatórios da inspeção devem ser elaborados e cadastrados no Sistema SAP/R3. Além disto, devem ser mantidas cópias impressas nas pastas dos respectivos equipamentos. As recomendações decorrentes dos resultados devem ser liberadas para execução através do próprio sistema.

3.6- Os instrumentos e equipamentos utilizados na inspeção devem ser calibrados e mantidos adequadamente de acordo com o PG-2E6-00177 - Plano de Calibração, Controle e Preservação dos Instrumentos da Inspeção.

4. AGRUPAMENTO DE PROCESSO

Os principais processos encontrados nas instalações da UN-ES estão agrupados em classes conforme o rigor da inspeção, baseada em uma análise qualitativa das consequências operacionais, ambientais e à vida humana, que possam vir a ocorrer em decorrência da falha do mesmo. A tabela 4.1 mostra de forma resumida este agrupamento. Cabe ao Profissional Habilitado da área, fazer esta classificação, caso algum processo não esteja incluído na tabela abaixo.

Tabela 4.1 - Agrupamento dos Processos (Sistemas)

CLASSE		PROCESSO TÍPICO
A	Maior potencial, que requer imediata providência em caso de emergência	<ul style="list-style-type: none">- Injeção de água, vapor e gás- Dessulfatação de água- Processamento de óleo- Processamento de gás (incluindo processo de Glicol, MEA/DEA)- Condensado de gás- Aquecimento de água- Tratamento de água oleosa/produzida
B	Potencial intermediário	<ul style="list-style-type: none">- Óleos lubrificantes e circuitos hidráulicos- Estocagem e injeção de produtos químicos (inibidores)- Gás inerte e ar comprimido- Combate a incêndio e lastro- Combustíveis líquidos- Captação e tratamento de água do mar
C	Potencial baixo, que acarreta apenas danos ao processo	<ul style="list-style-type: none">- Geração e armazenamento de água potável / industrial- Tratamento de despejos sanitários- Água tratada e água doce- Estocagem e injeção de produtos químicos- Esgoto industrial / drenos abertos- Lubrificantes

5. NATUREZA, EXTENSÃO E PROCEDIMENTOS DE INSPEÇÃO

5.1- A frequência de inspeção dos equipamentos cobertos por este padrão deverá ser estabelecida considerando os seguintes aspectos:

- A NR-13, que define os prazos máximos de campanha para vasos de pressão/caldeiras e o principal balizador para equipamentos enquadrados nesta categoria.
- Intervalos estabelecidos nas Normas da Petrobras.
- O histórico de inspeção do equipamento e sua vida remanescente calculada (conforme PE-2E6-00179).
- Aspecto geométrico (forma), intensidade, tipo e taxa de crescimento do dano.
- Estudos de análise de risco e/ou técnicas de confiabilidade.
- Resultados de inspeção de equipamentos em condições operacionais semelhantes.
- Intervalos acordados com a Sociedade Certificadora/Classificadora.

5.2- Natureza, frequência e procedimentos de inspeção por tipo de equipamento

Equipamento	Natureza	Frequência	Procedimento
Fornos	- Inspeção visual externa e termográfica em operação - Inspeção geral (visual externa e interna)	- Visual e termográfica externa: 1 ano - Na parada programada da unidade e/ou conforme manual.	Conforme N-2322
Geradores de Vapor	- Inspeção visual externa - Geral (Interna e externa)	- 2 anos - Durante as paradas programadas	PE-3E6-01284 - Inspeção em Geradores de Vapor
Tanques (notas 1)	Inspeção visual externa em operação	- Tanques de Petróleo: 3 anos - Tanques em hibernação: 5 anos - Demais*: 5 anos * Inclui tanques de água doce, diesel, óleo lubrificante, de Inox ou revestidos internamente	PE-2E6-00203 - Inspeção em Tanques Fixos Atmosféricos
	Inspeção Geral (notas 2, 3, 4)	- Tanques de água salgada e produzida: 3 anos - Petróleo não tratado (poço): 6 anos - Tanques em hibernação: 10 anos - Demais*: 10 anos * Inclui tanques de petróleo tratado, produtos pesados, água	N-2789 para tanques não metálicos, de costado não circular e/ou de plataformas off-shore

		doce, diesel, óleo lubrificante, de Inox ou revestidos internamente				
Tubulações e acessórios (nota 5)	Inspeção visual externa e Medição de espessura (processos do tipo A da tabela 4.1)	Classe de Processo			PE-2E6-00234 - Inspeção em tubulação de processo ou de utilidades (nota 6)	
		A	B	C		
		3 anos	4 anos	5 anos		
Válvulas de Segurança e/ou Alívio	Inspeção visual interna por ocasião da desmontagem, manutenção e calibração	- Válvulas dos Geradores de Vapor e Caldeiras: 1 ano - Demais Equipamentos: 2 anos. (notas 7 e 8)			PE-2E6-00190 - Inspeção, Manutenção, Calibração e Testes em Válvulas de Segurança e/ou Alívio	
Vasos de Pressão Enquadrados na NR-13	Inspeção periódica externa, interna e teste hidrostático. (notas 9, 10, 11 e 12)	Prazos máximos (NR-13):				PE-2E6-00196 - Inspeção de Vasos de Pressão
		CAT	Insp. Ext.	Insp. Int.*	TH**	
		I	1	3	6	
		II	2	4	8	
		III	3	6	12	
		IV	4	8	16	
V	5	10	20			
(nota 13)						
Vasos Não NR-13 e outros (nota 14)	Inspeção externa visual em operação	- Externa a cada 8 anos			PE-2E6-00196 - Inspeção de Vasos de Pressão, norma específica ou a critério do PH	
	Inspeção interna geral	- Interna a cada 16 anos				
Lançador / Recebedor de PIG's	Inspeção externa visual em operação	- Externa a cada 2 anos			PE-2E6-00234 - Inspeção em tubulação de processo ou de utilidades	
	Inspeção interna geral	- Geral a cada passagem de PIG				

Caldeiras Flamotubulare s	- Inspeção visual externa e Interna periódica	- 1 Ano; - Obs: Sempre quando houver intervenção com soldagem	Nota (15)
---------------------------------	--	--	-----------

NOTAS

(1) Inclui os tanques de armazenamento não metálicos, de formato não circular e os utilizados das unidades marítimas. No entanto, não se aplica aos tanques estruturais de FPSO`s, os quais devem ser inspecionados conforme padrões e plano de inspeção/vistoria da Sociedade Certificadora/Classificadora da Unidade.

(2) Ampliações ou reduções dos intervalos entre inspeções podem ser realizadas baseadas nos critérios definidos no subitem **5.1**. No entanto, a inspeção externa não deve exceder a 1/4 da vida residual estimada para o tanque.

(3) Com troca de produto, deve-ser determinada pelo produto mais crítico;

(4) A periodicidade definida para os tanques de medição da ANP (geral a cada 3 anos), não deve ser utilizada para prazo SPIE, tendo em vista que estas inspeções da ANP não tem como objetivo avaliar a integridade física do equipamento e sim, verificar quaisquer anormalidades que possam afetar a calibração do sistema de medição destes tanques.

(5) Os filtros de linha, amortecedores de pulsação e outros equipamentos da linha terão periodicidade de inspeção conforme a tubulação em que está associada. Exceto nos casos em que estes equipamentos estejam enquadrados em outras categorias, como por exemplo, vasos NR-13.

(6) Medições de espessura em sistemas que operam à temperaturas superiores a 100 °C devem ser realizadas de acordo com a norma Petrobrás N-2371 ou com procedimento específico qualificado e aprovado pela Petrobras;

(7) A inspeção das válvulas de segurança e/ou alívio, deve ocorrer, preferencialmente, juntamente com a inspeção interna do equipamento protegido.

(8) As válvulas de segurança instaladas em caldeiras devem ser inspecionadas pelo menos uma vez por mês, mediante acionamento manual da alavanca, em operação, para caldeiras das categorias "B" e "C";

(9) Os vasos devem ser submetidas à inspeções de segurança inicial, antes de sua entrada em funcionamento, no local definitivo de instalação, devendo compreender exame externo, interno e teste hidrostático.

(10) Além das Inspeções Iniciais e Periódicas, os vasos devem ser submetidos à Inspeção Extraordinária, nas seguintes oportunidades:

- sempre que o vaso for danificado por acidente ou outra ocorrência que comprometa sua segurança;
- quando o vaso for submetido a reparo ou alteração importantes, capazes de alterar sua condição de segurança;
- antes do vaso ser recolocado em funcionamento, quando permanecer inativo por mais de 12 (doze) meses;
- quando houver alteração de local de instalação do vaso.

(11) Equipamentos NR-13 sem acesso interno, deve ter a inspeção interna substituída por teste hidrostático, na periodicidade da inspeção interna. Recomendável utilizar um meio ótico de inspeção, tais como FIBROSCÓPIO ou BOROSCÓPIO.

Caso o teste hidrostático não possa ser realizado, pode-se efetuar ensaio de ultra-som ou PM, a depender da espessura.

Obs: Para os vasos na qual não tenha possível efetuar a inspeção interna e/ou o teste hidrostático, deve ser registrado na pasta do equipamento e no Livro de Registro de Segurança a justificativa para a sua não execução.

(12) O Teste Hidrostático também deve ser realizado:

- quando houver intervenção por soldagem;
- a quando houver movimentação no equipamento;
- a critério do PH;

(13) O intervalo máximo entre as inspeções internas não deve exceder a metade da vida remanescente do vaso (calculada conforme padrão PE-2E6-00179).

(14) Inclui os demais equipamentos escopo do SPIE (definição no item 3.2), e que não foram abordados individualmente na tabela 5.2. Exemplo: permutadores de placa, torres, etc. A periodicidade estipulada para a inspeção na tabela 5.2 deve ser considerada apenas nos casos em que não exista nenhuma norma específica que defina estes prazos.

(15) As caldeiras da UN-ES são operadas por contratos de afretamentos, com responsabilidade pela manutenção e inspeção por parte da contratada, inclusive com relação aos procedimentos de execução. No entanto, cabe à UN-ES verificar se estas inspeções estão sendo realizadas conforme a NR-13.

5.3- As evidências de aplicação de critério para ampliar/reduzir os intervalos máximos devem ser arquivadas na pasta do equipamento, para efeito de auditoria.

6. ENSAIOS APLICADOS NA INSPEÇÃO

6.1- De maneira geral, durante a inspeção são realizados geralmente os ensaios rotineiros, ou seja, Inspeção visual e medição de espessura, sendo esta última, não necessariamente obrigatória para todos equipamentos. Entretanto, em função do tipo de equipamento e das características da deterioração a que está sujeito, o Profissional Habilitado deve definir o tipo e a extensão dos Ensaio Não Destrutivos complementares a serem aplicados por ocasião da inspeção.

- A Tabela 6.1 classifica o tipo de equipamento e as características da deterioração.
- A Tabela 6.2 recomenda o tipo e extensão dos Ensaio Não Destrutivos convencionais a serem aplicados em cada situação.

Tabela 6.1 - Classes dos equipamentos

TIPO 1 - Vasos sujeitos a danos induzidos por hidrogênio
TIPO 2 - Vasos com fluido corrosivo e/ou sujeito a corrosão externa c/probabilidade de rompimento ou furo
TIPO 3 - Vasos não enquadrados nos casos acima (menor rigor de inspeção)
TIPO 4 - Caldeiras
TIPO 5 - Fornos
TIPO 6 - Demais

Tabela 6.2 – Tipo e Extensão dos Ensaio recomendados para serem aplicados na ocasião da inspeção dos equipamentos

Tipo de Equipamento	Tipo de Inspeção	Inspeção Visual	Medição espessura (2)	Líquido Penetrante (7)	Partícula Magnética (7)	Ultra-Som
TIPO 1	Externa	(1)	(3 e 4)	(8, 9 e 10)	(3 e 12)	(3 e 4)
	Interna	(1)	(4, 5 e 6)	NA	(3 e 12)	(3)
TIPO 2	Externa	(1)	(3, 4 e 6)	(9 e 10)	(9 e 10)	NA
	Interna	(1)	(4, 5 e 6)	(9 e 10)	(9 e 10)	NA
TIPO 3	Externa	(1)	NA	NA	NA	NA
	Interna	(1)	(4, 5 e 6)	NA	NA	NA
TIPO 4	Externa	(1)	NA	(9, 10 e 11)	(11 e 13)	(4)
	Interna	(1)	(4 e 5)	(9, 10 e 11)	(11 e 13)	(4)
TIPO 5	Externa	(1)	NA	NA	NA	NA
	Interna	(1)	Tubos	NA	NA	NA

TIPO 6	Externa	(1)	NA	NA	NA	NA
	Interna	(1)	(2 e 5)	NA	NA	NA

NOTAS:

(1) Deverá ser realizada em 100% de extensão;

(2) A periodicidade da medição de espessura deve ser aquela definida para inspeção interna do equipamento, para os equipamentos pertencentes aos processos tipo "A", definidos na tabela 4.1. A critério do Profissional Habilitado, pode ser realizada também durante a inspeção externa.

OBS: Para equipamentos cladeados ou revestidos internamente, a medição de espessura e os demais ensaios não destrutivos serão realizados apenas quando for detectada falha neste revestimento durante a inspeção interna. Equipamentos fabricados em aço inoxidável, plástico reforçado ou outro material/revestimento que não possua histórico de perda de espessura provocada pelo meio a que está submetido, ficam dispensados da medição de espessura.

(3) Quando ocorrer esmerilhamento de área;

(4) Efetuar varredura em locais de monitoração/pesquisa de descontinuidade;

(5) Em pontos definidos no registro de medições;

(6) Efetuar varredura na geratriz inferior (20 graus, no mínimo, para cada lado, em vasos horizontais) e na calota inferior (vasos verticais e calotas de botas);

(7) A critério do Profissional Habilitado o Ensaio por Partículas Magnéticas pode ser realizado em substituição ao Ensaio por Líquido Penetrante e vice-versa, observando os limites dos Códigos de Projeto aplicáveis. OBS: Após reparo com solda na parte externa/interna no mínimo é realizado LP ou PM na região reparada para qualquer tipo de equipamento;

(8) Região sem acesso para execução de PM;

(9) Região onde ocorreu algum reparo anterior podendo optar por LP ou PM;

(10) Após reparo com solda;

(11) Avaliação de integridade podendo optar por LP ou PM;

(12) 25% das regiões de soldas;

NOTA GERAL:

O tipo e a extensão dos ensaios recomendados na tabela 6.2 constituem uma condição mínima. A critério do Profissional Habilitado, uma condição mais rigorosa pode ser adotada. Neste caso, o relatório do ensaio deve ser anexado ao Relatório de Inspeção do equipamento.

6.2- Ensaios não convencionais devem ser definidos a critério do Profissional Habilitado. Abaixo algumas recomendações:

- Emissão acústica - Pode ser utilizado para substituir o teste hidrostático em equipamentos NR-13 que não possam efetuar teste hidrostático ou por outra razão técnica;
- Termografia - nas inspeções externas de fornos e caldeiras;
- Dureza - após reparos em equipamentos sujeitos a danos por hidrogênio (tipo 1).

7. PLANO DE INSPEÇÃO INDIVIDUAL DE EQUIPAMENTOS

Por razões específicas, alguns equipamentos estáticos ou tubulações podem necessitar de um tratamento diferenciado. Ou seja, equipamentos que exigem procedimentos, intervalos entre inspeções ou ainda, tipos e extensões de ensaios não destrutivos diferentes destes definidos neste Padrão.

Para cada equipamento ou tubulação nesta condição, deve ser elaborado um Plano de Inspeção Individual, constando as características particulares de procedimento de inspeção, tipo e extensão de ensaios não destrutivos aplicáveis, intervalos entre inspeções e outras informações necessárias ao planejamento e execução de sua inspeção. As informações constantes do Plano de Inspeção Individual são complementares a este Padrão e devem ser mandatórias em caso de conflito.

O Plano de Inspeção Individual deve ser elaborado pelo Profissional Habilitado, utilizando-se a lista de tarefas do SAP R3 e associando-a ao plano equipamento. A cada nova inspeção do equipamento, o Plano de Inspeção Individual deve ser revisado onde cabível.

8. VIDA RESIDUAL

A vida remanescente dos equipamentos e tubulações deve ser avaliada conforme procedimento PE-2E6-00179 - Determinação de vida Remanescente de Equipamentos e Tubulações, em função dos mecanismos de deterioração presentes no

equipamento.

Exceto para a primeira medição realizada na vida operacional, deve ser efetuado o cálculo de vida remanescente após cada medição de espessura de equipamento ou sistema de tubulação pertencente ao processo do tipo "A", definido na tabela 5.1.

Equipamentos e tubulações enquadrados nos processos tipo "B e C" da mesma tabela e que apontarem expectativa de vida operacional acima de 20 anos, devem ter acompanhamento de desgaste por meio de cálculo de vida remanescente, apenas quando os resultados de inspeção assim o determinarem, a critério do Profissional Habilitado. Planos de Inspeção Individuais devem ser elaborados para os equipamentos e tubulações nesta condição.

SUMÁRIO DE REVISÕES		
REV.	Data	DESCRIÇÃO E/OU ITENS ATINGIDOS
0	30/06/2005	Emissão Original
A	08/12/2006	1) Acrescentado como referência as normas Petrobras N-2555 Inspeção em Serviço de Tubulações e a N-2619 Inspeção em Serviço de Vasos de Pressão. 2) Atualizado os padrões de execução citados no plano. 3) Atualizado as periodicidades de alguns equipamentos (ex: tanques da ANP).

DOCUMENTOS COMPLEMENTARES ADICIONAIS:

Lista de Distribuição:

Eletrônica:

UN-ES/APMG-ES, UN-ES/APMG-ES/MI, UN-ES/APMG-ES/OP-LP-LS, UN-ES/APMG-ES/OP-PC-PER, UN-ES/ATP-JUB/CHT, UN-ES/ATP-JUB/CHT/OP-P-34, UN-ES/ATP-NC, UN-ES/ATP-NC/MI, UN-ES/ATP-NC/OP-FAL, UN-ES/ATP-NC/OP-N, UN-ES/ATP-NC/OP-S, UN-ES/SOP, UN-ES/SOP/OM, UN-ES/ST, UN-ES/ST/EMI

Deve-se dar prioridade à consulta a padrões através do SINPEP, evitando a sua impressão

Impressa:

Destinatários

***** ÚLTIMA FOLHA DO PADRÃO *****

Anexo VI - PG-2E6-00013 – Treinamento em Segurança, Meio Ambiente e Saúde

Título

TREINAMENTO EM SEGURANÇA, MEIO AMBIENTE E SAÚDE

Órgão aprovador:	UN-ES	Cópia X	Data de implantação: 25/06/2007
Órgão gestor:	UN-ES/RH/DRH		Assinatura: Marcio Felix Carvalho Bezerra

1- OBJETIVO

Estabelecer as condições, diretrizes e etapas para a realização de treinamentos relacionados à área de SMS - Segurança, Meio Ambiente e Saúde.

2 - DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

- NORMA 40-01- Desenvolvimento de Recursos Humanos;
- Padrão PG-2E6-00091 - Identificação de Necessidades de Treinamento e Desenvolvimento dos Empregados da UN-ES;
- Padrão PP-2E6-00040 - Procedimento para Contratação de Pequenos Serviços da UN-ES;
- Padrão PG-2E6-00114 - Diálogos de Segurança, Meio Ambiente e Saúde;
- Política e Diretrizes de Segurança, Meio Ambiente e Saúde da PETROBRAS.

3 - DEFINIÇÕES

- **Padrão:** documento descritivo que tem a finalidade de estabelecer procedimentos de gestão, diretrizes e sistematizar a rotina de trabalho das atividades;
- **SINPEP:** Sistema Informatizado de Padronização da Petrobras;
- **Política de SMS:** Declaração formal das intenções e princípios gerais de uma organização em relação ao seu desempenho em segurança, meio ambiente e saúde conforme expresso pela Alta Administração
- **Força de Trabalho:** compreende todos os profissionais próprios e contratados que atuam na âmbito da Unidade.
- **SIG-T&D - Sistema Integrado de Gestão de Treinamento e Desenvolvimento -** Ferramenta utilizada para diagnóstico, planejamento, execução e avaliação das necessidades de Treinamento e Desenvolvimento de empregados.

4 - ABRANGÊNCIA

Todas as gerências da UN-ES.

5 - TREINAMENTO EM SMS

A UN-ES promove a capacitação, educação e conscientização da força de trabalho, através da realização dos eventos da Matriz de Atendimento aos Requisitos Legais e Diretrizes de SMS, constantes no Anexo A deste padrão, de modo a reforçar o seu comprometimento com os aspectos de segurança, meio ambiente e saúde.

São consideradas ações de conscientização para SMS:

- SOMAMOS;
- DSMS - Diálogos de Segurança, Meio Ambiente e Saúde;
- AMBIENTAÇÃO À EMPRESA;
- AMBIENTAÇÃO NA ÁREA DE TRABALHO OPERACIONAL;
- BRIEFING DE SEGURANÇA - Nos eventos de Treinamento e nas Portarias dos Prédios;
- MATERIAIS INFORMATIVOS - folders, cartazes;
- EVENTOS DO CALENDÁRIO CORPORATIVO DE SMS - Semana da saúde, SIPAT, Semana do Meio Ambiente.

6 - RESPONSABILIDADES

6.1 - Gerentes e Gerentes Setoriais

- Identificar as necessidades de treinamento em SMS, a partir da Matriz de Treinamento em SMS constante no Anexo A deste padrão, dos empregados próprios, utilizando as orientações do PG-2E6-00091 - Identificação de Necessidades de Treinamento e Desenvolvimento dos Empregados da UN-ES;
- Cadastrar as necessidades no SIG-T&D, com indicação de empregados e prioridades de atendimento;
- Solicitar a inclusão de empregados contratados nos treinamentos de SMS, restringindo aos eventos estritamente necessários para o desempenho das atividades e desde que não cobertos por exigências contratuais;
- Estabelecer meta de treinamento em SMS para os membros da força de trabalho sob seu comando, bem como acompanhar o cumprimento da programação anual;
- Avaliar as justificativas de ausência dos empregados nos eventos programados e informar à DRH via SIG-T&D;
- Identificar a necessidade de treinamento em padrões, definir quem ministrará, quem deverá ser treinado e providenciar os recursos necessários para esse treinamento no próprio local de trabalho, registrando todas as participações.

6.2 - Gerentes de Contratos

- Observar e fazer cumprir as determinações constantes no Anexo III do Padrão PP-2E6-00040 - Procedimento para Contratação de Pequenos Serviços na UN-ES, relacionadas ao treinamento de empregados contratados.

6.3 - Força de Trabalho

- Conhecer a política e as diretrizes de SMS;
- Participar dos eventos de SMS promovidos pela Unidade;

- Zelar pelas boas práticas de SMS e disseminá-las.

7 - REGISTROS

Os registros de realização dos eventos atendem às normatizações específicas e são feitos conforme abaixo, dependendo da situação:

- Lista de frequência assinada ou;
- Registro no SAP R/3 ou;
- Documentação prevista no PG-2E6-00040 ou;
- Declaração de treinamento no SINPEP ou;
- Ata de Reunião das gerências.

Para os registros feitos através do preenchimento de Lista de Frequência, deve ser usado o formulário constante no Anexo B do presente padrão.

Os registros de treinamentos em SMS feitos de Listas de Frequência, devem ser encaminhados ao RH/DRH e ficam arquivados em pasta específica para eventuais consultas.

Os registros serão retidos durante o prazo requerido pela legislação pertinente e serão descartados ao final do período previsto, sendo o material enviado para reciclagem.

8 - ANEXOS

Anexo A - Matriz de Treinamento  MATRIZ EVENTOS SMS 210606.

Anexo B - Lista de Frequência  ANEXO B - Lista de Frequência

SUMÁRIO DE REVISÕES		
REV.	Data	DESCRIÇÃO E/OU ITENS ATINGIDOS
0		Emissão Original
A		
B		
C		
D		
E		
F		
G		
H	01/06/2001	Atualizar denominação das gerências.
I	04/10/2001	Ajustes no anexo B.
J	17/08/2005	Adequar padrão aos requisitos do Plano de Treinamento decorrente da Diretriz 8 da Política de SMS.
K	26/06/2006	Atualizar anexos conforme lista de eventos disponibilizada pelo SMS
L	25/06/2007	Rever a matriz de treinamento existente e incluir matriz de brigadista

DOCUMENTOS COMPLEMENTARES ADICIONAIS:

Lista de Distribuição:

Eletrônica:

UN-ES/RH/DRH, UN-ES, UN-ES/APMG-ES, UN-ES/APMG-ES/ISUP, UN-ES/APMG-ES/MI, UN-ES/APMG-ES/OP-LP-LS, UN-ES/APMG-ES/OP-PC-PER, UN-ES/APMG-ES/PDC, UN-ES/ATEX, UN-ES/ATEX/AAG, UN-ES/ATEX/ABIG, UN-ES/ATEX/PCE, UN-ES/ATEX/PS, UN-ES/ATEX/SE, UN-ES/ATEX/SMS, UN-ES/ATP-GLF, UN-ES/ATP-GLF/EE, UN-ES/ATP-GLF/IP, UN-ES/ATP-GLF/ISUP, UN-ES/ATP-GLF/OP-GLF, UN-ES/ATP-GLF/PDCP, UN-ES/ATP-GLF/RES, UN-ES/ATP-JUB/CHT, UN-ES/ATP-JUB/CHT/EE, UN-ES/ATP-JUB/CHT/IP, UN-ES/ATP-JUB/CHT/ISUP, UN-ES/ATP-JUB/CHT/OP-P-34, UN-ES/ATP-JUB/CHT/OP-P-57, UN-ES/ATP-JUB/CHT/PDCP, UN-ES/ATP-JUB/CHT/RES, UN-ES/ATP-JUB/CHT/SMS, UN-ES/ATP-NC, UN-ES/ATP-NC/CFA, UN-ES/ATP-NC/IP, UN-ES/ATP-NC/ISUP, UN-ES/ATP-NC/MI, UN-ES/ATP-NC/OP-FAL, UN-ES/ATP-NC/OP-N, UN-ES/ATP-NC/OP-S, UN-ES/ATP-NC/OS, UN-ES/ATP-NC/PDCP, UN-ES/ATP-NC/RES, UN-ES/ATP-NC/SMS, UN-ES/CIPA, UN-ES/CSI, UN-ES/PG, UN-ES/PG/PLC, UN-ES/PG/SGO, UN-ES/RH, UN-ES/RH/AM, UN-ES/RH/AO, UN-ES/RH/ARH, UN-ES/SMS, UN-ES/SMS/CLA, UN-ES/SOP, UN-ES/SOP/CNTR, UN-ES/SOP/OM, UN-ES/SOP/SG, UN-ES/SOP/SUP, UN-ES/ST, UN-ES/ST/CER, UN-ES/ST/EE, UN-ES/ST/EISA, UN-ES/ST/EMI, UN-ES/ST/EP, UN-ES/ST/RCCP, UN-ES/ST/SPPO

Deve-se dar prioridade à consulta a padrões através do SINPEP, evitando a sua impressão

Impressa:

Destinatários

***** ÚLTIMA FOLHA DO PADRÃO *****

ATENDIMENTO AOS REQUISITOS LEGAIS E DIRETRIZES DE SMS

		EVENTO	VALIDADE	CH	PÚBLICO ALVO
CONFORMIDADE LEGAL	RESOLUÇÃO IMO A891 (21)	BST - Básico de Segurança Marítimo (Basic Safety Training)	4 anos	32	Empregados lotados em Unidades Marítimas que embarcam em período superior a 3 dias
		AFF - Combate a Incêndio Avançado (Advance Fire Fighting)	Sem necessidade de reciclagem	28	GEPLAT, COEMB, COMAN, Op. de Latro, COFAC, COPRO, Brigadista off shore (Além da IMO a Norman também exige a apresentação da certificação. Portanto, o pessoal-chave (liderança) de todas as unidades marítimas deverá fazer o treinamento)
		FRB - Proeficiência em Embarcação Rápida de Resgate (Proficiency in Fast Rescue Boats)	Sem necessidade de reciclagem	16	Tripulantes de Unid.Fixas (NORMAN: Mínimo 5 por Unidade); Tripulantes de MOU (IMO: Mínimo de 15 por Unidade); Liderança MOU (GEPLAT's, COEMB's, COMAN's, Op. Lastro); MCB de Unidades Fixas e Flutuante; Tripulantes de Unid. Fixas (NORMAN: Mínimo 5 por Unidade); Tripulantes de MOU (IMO: Mínimo de15); Liderança MOU (GEPLAT's, COEMB's, COMAN's, Op. Lastro) e MCB de Unid.Fixas e Flutuantes
		MFA - Primeiros Socorros Médicos (Medical First Aid)	Sem necessidade de reciclagem	28	GEPLAT, COEMB, COMAN e Op. de Latro (Somente Profissionais de Unidades Flutuantes)
		PSCRB - Proficiência em Embarcação de Salvatagem e Resgate (Proficiency in Survival Craft and Rescue Boats)	Sem necessidade de reciclagem	28	Brigadista off shore
		OIM - Especialização para Gerente de MOU (Offshore Instalation Manager) - Intensivo	Sem necessidade de reciclagem	120 ou 300	GEPLAT (Somente de Unidade Flutuante)
		BS - Especialização para Supervisores de Embarcação (Barge Supervisor)	Sem necessidade de reciclagem	180	COEMB
		MS - Especialização para Supervisor de Manutenção (Maintenance Supervisor)	Sem necessidade de reciclagem	50	COMAN (Somente de Unidade Flutuante)
		BCO - Especialização para Operador de Lastro (Ballast Control Operator)	Sem necessidade de reciclagem	50	Operador de Lastro
		CONFORMIDADE LEGAL	NORMAN 1	Curso de Habilitação de Componentes da EMCIA (Equipe de Manobra e Combate a Incêndio em Aeronaves)	Sem necessidade de reciclagem
NR 10	Segurança em Instalações e Serviços com Eletricidade		2 anos	40	Eletricistas, Instrumentistas, Projetistas, Engenharia, SMS.
NR 13	Segurança na operação da Unidade de processo		Sem necessidade de reciclagem	80	Todos os Operadores exceto áreas de atuação que não possuam vasos de pressão na categoria 1 e 2
NR 1	Ambientação na área de trabalho operacional		Sem necessidade de reciclagem	8	Empregados recém admitidos, transferidos, que atuem na área operacional.
	Ambientação à empresa		Sem necessidade de reciclagem	24	Todos os empregados recém admitidos, transferidos.
	Escape de aeronave e sobrevivência no mar		4 anos	8	Empregados lotados em unidades marítimas
NR 5	Formação de Cipistas		1 ano	24	Membros da CIPA, titulares e suplentes
NR 7	Formação de Socorrista		2 anos	40	Socorristas voluntários garantindo no mínimo que cada OP tenha socorristas por instalação e turno. Na área administrativa por instalação.
NR 9 e 15	Exposição e Manuseio de Gases e Produtos Químicos		4 anos	4	Empregados da área operacional expostos a produtos químicos oriundos da atividade
	Proteção Respiratória		1 ano	4	Empregados da área operacional expostos a gases e vapores oriundos da atividade
	Risco H2S	4 anos	4	Empregados da área operacional expostos a H2S	
	Controle e Proteção Auditiva	Sem necessidade de reciclagem	2	Empregados expostos a fonte de ruído	

ATENDIMENTO AOS REQUISITOS LEGAIS E DIRETRIZES DE SMS

		EVENTO	VALIDADE	CH	PÚBLICO ALVO	
CONFORMIDADE LEGAL	CONFORM	NR 17	Noções de ergonomia - área administrativa	Sem necessidade de reciclagem	2	Todos os empregados da área administrativa
			Noções de ergonomia - área operacional	Sem necessidade de reciclagem	2	Todos os empregados da área operacional
	NR 23	Combate a Incêndio - Administrativo	Sem necessidade de reciclagem	4	Líderes de abandono	
		Combate a Incêndio - Operacional	4 anos	8	Empregados da área operacional (O Conteúdo deste treinamento é abordado no Curso de Formação de Operadores)	
	N - 2637	Espaço confinado	1 ano	40	Empregados que atuam em área confinada	
	NORMA PETROBRAS N - 2162 C	Emitente de Permissão para Trabalho	Sem necessidade de reciclagem	16	Supervisores e operadores de produção. (O Conteúdo deste treinamento é abordado no Curso de Formação de Operadores)	
		Requisitante de Permissão para Trabalho	Sem necessidade de reciclagem	8	Requisitante de PT	
	ISO 14001:2004 / ISM CODE	Levantamento de Aspectos e Impactos	Sem necessidade de reciclagem	24	Facilitadores e profissionais de SMS	
		SOMAMOS - Conscientização em SMS	Sem necessidade de reciclagem	16	Todos os empregados	
	DIRETRIZES DE SMS	Diretriz 2 e 15	Direção Defensiva	Sem necessidade de reciclagem	16	Empregados que dirigem veículos a serviço da Petrobras
Auditor do Processo de Avaliação de Gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde – PAG-SMS			Sem necessidade de reciclagem	24	Avaliadores/auditores do PAG	
Auditor Interno do Sistema de Gestão de SMS			Sem necessidade de reciclagem	40	Auditores internos	
Diretriz 7		Capacitação para Gerentes e Fiscais de Contrato	Sem necessidade de reciclagem	32	Gerentes e fiscais de contratos	
PSP		Verificação do Cumprimento de Padrões (VCP)	Sem necessidade de reciclagem	4	Supervisores Operacionais, de Manutenção e de Áreas de Suporte.	
		Índice de Práticas Seguras	Sem necessidade de reciclagem	8	Profissionais de SMS pré definidos com o seguinte pré-requisito: Participação no seminário de Auditoria Comportamental e boa experiência prática em auditoria.	
		Investigação de Acidentes, Incidentes e Desvios e Perdas	Sem necessidade de reciclagem	8	Gerentes Gerais e Gerentes, Coordenadores e Supervisores Operacionais, de Manutenção, de Áreas de Suporte, de SMS, Administrativo, participantes do GT de Investigação e Grupo Técnico.	
		Treinamento em Auditoria Comportamental	Sem necessidade de reciclagem	8	Gerentes, Coordenadores e Supervisores Operacionais, de Manutenção, de Áreas de Suporte, de SMS e Grupo Técnicos.	
		Observação de Desvios (PADRÕES DE SMS)	Sem necessidade de reciclagem	8	Gerentes, Coordenadores e Supervisores Operacionais, de Manutenção, de Áreas de Suporte, de SMS, Grupo Técnicos, Fiscais e Gerentes de contrato, Inspetores de equipamentos e instalação	

Anexo VII - PE-2E6-00161 – Treinamento no Local de Trabalho

Título		
TREINAMENTO NO LOCAL DE TRABALHO - TLT		
Órgão aprovador:	UN-ES/RH/DRH	Cópia
Órgão gestor:	UN-ES/RH/DRH	X
		Data de implantação: 21/06/2007
		Assinatura: Regina Buzetti Meneghelli

1 - OBJETIVO

Orientar os gerentes, supervisores e demais envolvidos na implementação de programas de Treinamento no Local de Trabalho no âmbito da UN-ES.

2 - DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

- DIP-SEREC/DIDEN 060046/97 DE 21.02.97 - TLT - Conceitos e Orientações
- DIP-SEREC/DIDEN/CH 060004/98 DE 12.01.98
- PP-3E6-00232 - Gerência da Rotina

3 - CONCEITO

O TLT é uma atividade de DRH caracterizada pelo treinamento de uma habilidade relacionada com uma situação real de trabalho, sendo realizado no ambiente do próprio posto de trabalho.

4 - CARACTERÍSTICAS

O TLT é essencialmente prático e voltado para a aprendizagem ou aprimoramento de tarefas do dia a dia.

Para resguardar a individualidade e aprendizado, o número máximo de pessoas a serem treinadas, concomitantemente, deve ser de três empregados.

A carga horária vai depender das necessidades identificadas, da complexidade das tarefas a serem abordadas e da disponibilidade do treinando e do instrutor.

5 - OBJETIVOS DO TLT

- Ensinar com os recursos usuais do local de trabalho, tarefas específicas que tenham correlação direta com o exercício pleno do cargo ou função que o empregado ocupe;
- Integrar um novo empregado ao seu grupo de trabalho e às tarefas que desempenhará;
- Melhorar a eficiência, os padrões de segurança e confiabilidade de cada empregado no desempenho de suas atuais funções;
- Apresentar aos empregados a contribuição de suas atividades para os resultados

dos processos, ampliando a visão e o conceito de "posto de trabalho" (local onde o empregado trabalha no dia a dia);

- Preparar os empregados da equipe, habilitando-os a exercer outras atividades do mesmo nível e/ou realizar tarefas de maior complexidade.

6 - AGENTES DO TLT

Os agentes do TLT são aqueles que fazem acontecer esse tipo de treinamento. São eles:

6.1. Equipe de DRH dos diversos Órgãos da Companhia:

Apoiar, acompanhar e facilitar a implementação do TLT, bem como alimentar o Sistema R3 com os dados de execução do treinamento e arquivar os registros das realizações.

6.2. Instrutores de TLT

São empregados a quem compete treinar outros empregados, aos quais repassam conhecimentos e auxiliam no aprimoramento das habilidades necessárias à realização de tarefas, preparando-os a desempenhar melhor suas atividades e/ou realizar tarefas de maior complexidade, nos "postos de trabalho".

7 - PLANEJAMENTO DO TLT

Corresponde a definição dos três pontos essenciais de um programa de TLT: Quem deve ser treinado, em que trabalho e quando.

O gerente e/ou supervisor imediato do treinando deverão ser envolvidos nessas etapas de planejamento, já que são figuras chave no treinamento de sua equipe e responsável pelo seu preparo e atuação profissional.

8 - EXECUÇÃO DO TLT

Repasar os conhecimentos planejados e preencher o formulário do **Anexo A** deste padrão.

9 - CONCLUSÃO E REGISTRO DO TREINAMENTO

O instrutor deve informar, imediatamente, ao órgão local de DRH sobre a conclusão do treinamento, com o objetivo de serem tomadas as providências formais para registro no R3.

10 - REGISTROS

O instrutor deve enviar à Gerência de DRH o formulário do **Anexo A** preenchido, assinado e validado pelo Gerente imediato, contendo todas as informações necessárias para lançamento no Sistema R3 e arquivamento da documentação recebida.

ANEXO A - Registro de Treinamento no Local de Trabalho.



Anexo A do padrão PE-2E6-00161 (TLT).doc

SUMÁRIO DE REVISÕES		
REV.	Data	DESCRIÇÃO E/OU ITENS ATINGIDOS
0		Emissão Original
A	12/04/2001	Alteração das Siglas das gerências em virtude da reestruturação da Cia.
B	23/09/2004	Padrão será revisado para atualização de instrumentos
C	24/09/2004	Ajustes de nomenclatura da estrutura mencionada no padrão.
D	11/10/2005	Revisão do conteúdo do padrão. Ajustar e atualizar procedimentos listados.
E	21/06/2007	Inserir novos procedimentos e ajustes na redação

DOCUMENTOS COMPLEMENTARES ADICIONAIS:

Lista de Distribuição:

Eletrônica:

UN-ES/RH/DRH, UN-ES, UN-ES/APMG-ES, UN-ES/APMG-ES/ISUP, UN-ES/APMG-ES/MI, UN-ES/APMG-ES/OP-LP-LS, UN-ES/APMG-ES/OP-PC-PER, UN-ES/APMG-ES/PDC, UN-ES/ATEX, UN-ES/ATEX/AAG, UN-ES/ATEX/ABIG, UN-ES/ATEX/PCE, UN-ES/ATEX/PS, UN-ES/ATEX/SE, UN-ES/ATEX/SMS, UN-ES/ATP-GLF, UN-ES/ATP-GLF/EE, UN-ES/ATP-GLF/IP, UN-ES/ATP-GLF/ISUP, UN-ES/ATP-GLF/OP-GLF, UN-ES/ATP-GLF/PDCP, UN-ES/ATP-GLF/RES, UN-ES/ATP-JUB/CHT, UN-ES/ATP-JUB/CHT/EE, UN-ES/ATP-JUB/CHT/IP, UN-ES/ATP-JUB/CHT/ISUP, UN-ES/ATP-JUB/CHT/OP-P-34, UN-ES/ATP-JUB/CHT/OP-P-57, UN-ES/ATP-JUB/CHT/PDCP, UN-ES/ATP-JUB/CHT/RES, UN-ES/ATP-JUB/CHT/SMS, UN-ES/ATP-NC, UN-ES/ATP-NC/CFA, UN-ES/ATP-NC/IP, UN-ES/ATP-NC/ISUP, UN-ES/ATP-NC/MI, UN-ES/ATP-NC/OP-FAL, UN-ES/ATP-NC/OP-N, UN-ES/ATP-NC/OP-S, UN-ES/ATP-NC/OS, UN-ES/ATP-NC/PDCP, UN-ES/ATP-NC/RES, UN-ES/ATP-NC/SMS, UN-ES/CIPA, UN-ES/CSI, UN-ES/PG, UN-ES/PG/PLC, UN-ES/PG/SGO, UN-ES/RH, UN-ES/RH/AM, UN-ES/RH/AO, UN-ES/RH/ARH, UN-ES/SMS, UN-ES/SMS/CLA, UN-ES/SOP, UN-ES/SOP/CNTR, UN-ES/SOP/OM, UN-ES/SOP/SG, UN-ES/SOP/SUP, UN-ES/ST, UN-ES/ST/CER, UN-ES/ST/EE, UN-ES/ST/EISA, UN-ES/ST/EMI, UN-ES/ST/EP, UN-ES/ST/RCCP, UN-ES/ST/SPPO

Deve-se dar prioridade à consulta a padrões através do SINPEP, evitando a sua impressão

Impressa:

Destinatários

***** ÚLTIMA FOLHA DO PADRÃO *****

Anexo VIII - PP-0V3-00011 – Exigências de SMS no processo de contratação de serviços.

Título

EXIGÊNCIAS DE SMS NOS PROCESSOS DE CONTRATAÇÃO DE SERVIÇOS

Órgão aprovador:	SMS/GG	Cópia X	Data de implantação:
Órgão gestor:	SMS/SMS/SG		Assinatura:

1. OBJETIVO

Estabelecer as exigências de SMS para cada etapa dos processos de contratação de serviços, em função dos tipos e riscos dos serviços, de modo a prevenir a ocorrência de perdas na sua execução.

2. ABRANGÊNCIA

As condições para gestão de SMS no Sistema Petrobras descritas neste Padrão devem ser implementadas integralmente na Petróleo Brasileiro S.A., suas Áreas de Negócio, Área de Serviços, Área Corporativa, Área Financeira.

Recomenda-se sua implementação nas Empresas Subsidiárias, Empresas Controladas e demais participações acionárias onde a Petrobras for operadora, consideradas as especificidades de cada empresa.

3. APLICAÇÃO

Este Padrão aplica-se aos processos de contratação de serviços em:

- Atividades e operações em andamento;
- Instalações existentes, durante todo o seu ciclo de vida;
- Novas instalações e empreendimentos, desde a fase de concepção e durante todo o seu ciclo de vida;
- Novas atividades e operações desde a fase de concepção e planejamento, durante todo o seu andamento e até o seu encerramento;
- Instalações que forem retiradas de operação (parcial ou total, temporária ou definitiva), com desmontagem ou não dessas instalações;
- Atividades ou operações suspensas, total ou parcialmente, temporária ou definitivamente. Exemplo: descondicional total, parcial ou temporário;
- Ativos adquiridos, incluindo instalações, operações ou atividades.

4. DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA E COMPLEMENTARES

- PB-PG-0V3-00007 - Padrão Corporativo de Gestão de SMS - Diretriz 7 - Aquisição de Bens e Serviços
- PB-PG-0V3-00001 - Padrão Corporativo de Gestão de SMS - Diretriz 1 - Liderança e

Responsabilidade

- PB-PP-0V3-00002 - Padrão de Processo de Auditoria Comportamental

5. DEFINIÇÕES

Para fins deste Padrão aplicam-se as seguintes definições:

Ação Corretiva: Ação para eliminar as causas de uma anomalia, a fim de evitar a ocorrência de anomalias similares ou de mesma natureza.

Ação preventiva: Ação para eliminar a causa de uma potencial anomalia.

Análise crítica: Análise sistemática e global de um projeto, produto, serviço, processo ou informação com relação a requisitos, objetivando a identificação de desvios e a proposição de soluções.

Aspecto de SMS: Elemento das atividades, produtos ou serviços do Sistema Petrobras que pode interagir com a segurança, o meio ambiente e a saúde. Os aspectos ambientais definidos de acordo com a NBR ISO 14001 incluem-se nos aspectos de SMS.

Atividade: Conjunto de tarefas que, sendo parte ou não de um processo, visam atender a um objetivo específico.

Auditoria: Processo sistemático e documentado de verificação, executado para obter e avaliar, de forma objetiva, evidências que determinem conformidade com critérios estabelecidos.

Auditoria comportamental : método de observação e interação com a força de trabalho, com foco na atitude e no comportamento das pessoas durante a realização de suas tarefas, através de uma técnica de abordagem positiva e focando na conscientização e na melhoria contínua do desempenho em SMS da força de trabalho (consultar Padrão de Processo de Auditoria Comportamental PB-PP-0V3-00002).

Bens: Materiais ou produtos.

Capacitação: Processo de tornar pessoas e equipes aptas a exercerem determinadas atividades, aplicando conhecimentos e habilidades para realizarem suas funções e/ou atribuições

Ciclo de Vida: Conjunto das etapas de um empreendimento, instalação, produto, serviço ou operação, desde o planejamento e concepção até a desativação ou disposição final ou encerramento.

Contratação: Formalização do contrato, ações iniciais e afirmação de compromissos de SMS.

Contratada: Pessoa física ou jurídica que presta serviços ao Sistema Petrobras.

Desempenho em SMS: Resultados de SMS obtidos dos principais indicadores de processos e de produtos previamente definidos que permitem avaliá-los e compará-los em relação às metas, aos padrões, aos referenciais pertinentes e a outros processos e produtos.

Destinação final: Uso e/ou disposição final de produto comercializado, que implique em modificação de suas características originais ou de marca do produto, incluindo a gestão de seus resíduos.

Desvio: Qualquer ação ou condição, que tem potencial para conduzir, direta ou indiretamente, a danos a pessoas, ao patrimônio (próprio ou de terceiros), ou impacto ao meio ambiente, que se encontra desconforme com as normas de trabalho, procedimentos, requisitos legais ou normativos, requisitos do sistema de gestão ou boas

práticas.

Diretriz de SMS: Balizamento ou condição de contorno das estratégias de SMS para a definição e orientação de ações (incluem, mas não se limitam às Diretrizes Corporativas de SMS).

Documento: Informação e o meio no qual a informação está contida.

Empresa Prestadora de Serviço: Pessoa física ou jurídica que tem o potencial de prestar serviços ao Sistema Petrobras. Depois da formalização do contrato a empresa passa a ser denominada de Contratada.

Empresa Cadastrada: É toda aquela inscrita no Cadastro de Fornecedores de Bens e Serviços da Petrobras e com respectivo Certificado de Registro e Classificação Cadastral – CRCC válido.

Escopo: Aspectos atinentes ao objeto contratual como especificações, local e metodologia de execução.

Gestão de Riscos: Aplicação sistemática de procedimentos e técnicas de identificação de perigos, avaliação de riscos e adoção de medidas de prevenção e controle de riscos, com objetivo de proteger pessoas, meio ambiente, propriedades e assegurar a continuidade operacional.

Gestão de SMS: Aplicação sistemática de políticas, procedimentos e práticas para identificar, registrar, analisar, avaliar, implementar, comunicar e controlar os aspectos de SMS.

Indicadores de SMS: Dados ou informações numéricas que quantificam o desempenho de processos de SMS.

Informação de SMS: Conjunto de dados, imagens, textos e quaisquer outras formas de representação dotadas de significado, necessárias para a gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde.

Instalação: Edificações, conjunto de equipamentos e de componentes instalados numa determinada área de propriedade do Sistema Petrobras ou sob sua responsabilidade. Inclui canteiros de obra e frentes de trabalho.

Licitação: Processo para seleção da proposta mais vantajosa para o Sistema Petrobras.

Meta de SMS: Requisito de desempenho detalhado, quantificado, aplicável ao Sistema Petrobras ou parte dele, resultante dos objetivos de SMS e que necessita ser estabelecido e atendido para que esses objetivos sejam atingidos.

Não-conformidade: Anomalia caracterizada pelo não atendimento a um requisito definido em normas, procedimentos, legislação, políticas, documentos internos, dentre outros.

Novo Empreendimento:

Compreende

- a) concepção, projeto, construção e montagem de novas instalações;
- b) ampliação de instalações existentes;
- c) mudança em instalações, equipamentos e tecnologia existentes, com objetivo de ampliar ou modificar, qualitativamente ou quantitativamente, a produção;
- d) aquisição ou permuta, total ou parcial, de ativos;
- e) aquisição de concessões ou tecnologias associadas a processos produtivos, bem como implementação de atividades associadas a essas concessões ou tecnologias;

f) atividade sujeita a licenciamento prévio, de instalação e operação, junto a autoridades reguladoras de Segurança, Meio Ambiente e Saúde.

Operação: Execução das atividades-fim dos processos no Sistema Petrobras.

Padrão: Termo genérico para qualquer referência normativa, de natureza técnica ou administrativa, acordado pelos órgãos envolvidos. Inclui normas, procedimentos e especificações dentre outros.

Política de SMS: Declaração de princípios, diretrizes e objetivos organizacionais de SMS em relação ao seu desempenho global, provendo a base para uma estrutura de ação e definição de objetivos específicos.

Processo de Melhoria Contínua: Ações integradas e sistêmicas de aprimoramento da Gestão de SMS, visando atingir melhorias no desempenho, de acordo com a política, diretrizes, padrões (documentados ou não) e práticas de SMS do Sistema Petrobras.

Produto: Resultado de processos, atividades ou operações que geram materiais ou energia a serem comercializados.

Responsabilidade de linha: Responsabilidade intrínseca aos diversos níveis hierárquicos de liderança, na implementação e desempenho do sistema de gestão de SMS, em sua área de atuação.

Risco: Medida de perda econômica, humana, e/ou ambiental, resultante da combinação entre frequência esperada e consequência destas perdas.

Seleção: Identificação das possíveis empresas a serem convidadas para participar dos processos de licitação.

Sistema crítico para SMS: Todo o componente, equipamento e sistema cujo defeito ou falha possa causar um impacto significativo de SMS.

Tarefa: Execução de uma prática ou procedimento específico.

Treinamento: Atividade de transmitir e/ou receber conhecimentos e práticas para melhoria do desempenho individual e das equipes.

Unidade Organizacional: Subdivisão da estrutura organizacional em cada Área e Empresa do Sistema Petrobras criada para atender às necessidades da divisão de trabalho, contando com gerente, equipe e responsabilidades próprias, definidos de acordo com critérios estabelecidos pelas respectivas Áreas e Empresas do Sistema Petrobras.

Verificação de conformidade com procedimentos: Sistemática para verificar em campo se os procedimentos estabelecidos para as atividades críticas estão sendo cumpridos.

6. ETAPAS PARA CONTRATAÇÃO DE SERVIÇOS.

O fluxograma apresentado no Anexo I representa todas as etapas do processo de contratação de serviços, considerando os aspectos de SMS, de forma integrada, detalhadas a seguir.

6.1 ETAPA 1- DEFINIÇÃO DO ESCOPO CONTRATUAL

6.1.1 A Unidade Organizacional deve buscar, na definição do escopo contratual, a participação do requisitante, do futuro órgão fiscalizador, da área de contratos e da área de SMS, entre outros. Esta equipe deve:

6.1.1.1. Assegurar a clareza do escopo, de forma a eliminar a possibilidade de dúvidas

quanto ao alcance e obrigações da empresa prestadora de serviços.

6.1.1.2. Identificar as características dos locais/áreas e instalações onde serão desenvolvidas as atividades da empresa prestadora de serviços.

6.1.1.3. Adotar as seguintes práticas antes da definição do escopo dos serviços a serem contratados:

a) Avaliar as atividades, analisando as que possam ser eliminadas ou simplificadas, sem prejudicar os objetivos a serem alcançados;

b) Avaliar as atividades, analisando os tipos de trabalho e/ou a metodologia aplicável, inclusive considerando a utilização das melhores tecnologias de processo e de equipamentos, em busca de alternativas adequadas do ponto de vista de SMS, com menor exposição ao risco;

c) Planejar preliminarmente as etapas e/ou frentes de trabalho, a fim de que sejam executadas de forma a prevenir a ocorrência de perdas;

d) Considerar as condições locais, tais como interferências no local de trabalho, impactos de SMS sobre a força de trabalho e comunidade vizinha, outras atividades em andamento, processos em operação, transporte, testes etc.

6.1.1.4. Analisar o grau de risco do escopo contratual e enquadrá-lo de acordo com o critério estabelecido no Anexo II - Matriz de Risco e Categorização do Escopo, como Quadrantes I, II, III ou IV.

6.1.1.5. Incluir, em toda e qualquer minuta de contrato, todos os requisitos corporativos listados no Anexo III.

6.1.1.5.1. Para cada requisito corporativo, serão definidos as respectivas exigências de SMS de acordo com o quadrante em que a contratação tiver sido enquadrada, utilizando-se como base os exemplos de exigências de SMS listados no Anexo I do Anexo III - Tabela 1.

6.1.1.6. A critério da Unidade Organizacional, poderão ser incluídos também os requisitos recomendados, listados no Anexo III, conforme a sua aplicabilidade.

6.1.1.6.1. Para cada requisito recomendado selecionado pela Unidade Organizacional, serão definidas as respectivas exigências de SMS, utilizando-se como base os exemplos de exigências de SMS listados no Anexo I do Anexo III - Tabela 2.

6.1.1.7. Além dos requisitos corporativos e recomendados, a Unidade Organizacional também poderá incluir os requisitos específicos, a seu critério, conforme as especificidades de cada contrato.

6.1.1.8. Na definição dos requisitos de SMS a serem inseridos no contrato, atentar para que os mesmos sejam compatíveis com o sistema de gestão da Unidade Organizacional.

6.1.1.9. Propor as metas e objetivos de SMS para o contrato.

6.1.2. Para contratação de serviços sem a obrigatoriedade de formalização do instrumento contratual por escrito (por exemplo, contratação de pequenos serviços), ou quando da impossibilidade da formalização do instrumento contratual antes do início dos serviços (por ex. dispensa por emergência), será necessário atender aos seguintes itens:

6.1.2.1. Contratar prestador de serviço capacitado.

6.1.2.2. Ministras "briefing" de SMS, contendo no mínimo as informações necessárias para conhecimento do local de trabalho, seus riscos e os procedimentos a serem seguidos em caso de emergência.

6.1.2.3. Emitir permissão de trabalho (PT) para serviços de riscos típicos (ambientes confinados, trabalho em altura, instalações elétricas entre outros) ou em áreas

operacionais.

6.1.2.4. Ter acompanhamento de um representante da Petrobras na execução dos serviços sempre que for considerado necessário.

Nota: Cabe ressaltar que independentemente dos cuidados acima relacionados, aspectos relativos ao cumprimento dos requisitos legais aplicáveis ou outros julgados necessários, a exemplo dos riscos potenciais envolvidos, devem ser considerados.

6.1.3. Na definição do escopo, a equipe responsável pela contratação deve estabelecer os níveis mínimos de capacitação e experiência em SMS a serem exigidos para a força de trabalho da contratada, compatíveis com a categorização do grau de risco dos serviços. Um modelo de programa de treinamento de SMS, para empresas prestadoras de serviços, está apresentado no Adendo II do Anexo III.

6.1.4. No caso de permitida a subcontratação, a sub-contratada deverá atender a todos os requisitos de SMS pertinentes ao seu serviço, previstos no anexo contratual da contratada.

6.2. ETAPA 2 - LICITAÇÃO OU CONTRATAÇÃO DIRETA

Nos processos licitatórios e nas negociações diretas, fica a critério de cada Área de Negócio, Área de Serviço, Área Corporativa, Área Financeira, Empresa Subsidiária e Empresa Controlada a necessidade da verificação das informações de SMS, fornecidas pelas empresas prestadoras de serviços, cadastradas ou não, sendo obrigatória a verificação para serviços categorizados como de maior impacto nos resultados empresariais e em SMS, e que demandam maior conhecimento dos negócios da Petrobras (Quadrante IV).

6.2.1. Licitação.

6.2.1.1. Convite – Sub-etapa Seleção

6.2.1.1.1 Deve-se atentar para a seleção das empresas com o perfil adequado quanto aos requisitos de SMS do escopo em questão, para participação no processo de contratação em tela.

6.2.1.1.2. A pessoa ou comissão designada para a condução do processo de contratação deve:

a) Estabelecer critério específico de SMS para a fase de julgamento das propostas, quando julgado necessário. Neste critério utilizar como um dos fatores, o grau de avaliação da empresa quanto ao atendimento aos requisitos cadastrais de SMS.

b) Estabelecer formalmente um critério para a seleção das empresas, considerando também, como um dos fatores, o Grau de Avaliação no critério SMS no cadastro, de acordo com a seguinte categorização de escopo:

- Quadrante I: Grau de Avaliação mínimo 1,2
- Quadrante II: Grau de Avaliação mínimo 3,0
- Quadrante III: Grau de Avaliação mínimo 5,0
- Quadrante IV: Grau de Avaliação mínimo 7,0

Observação: Todos os Requisitos Corporativos devem ter sido atendidos, para enquadramento das empresas em qualquer das categorias acima relacionadas.

c) Selecionar as empresas a partir do Cadastro da Petrobras, sempre que possível.

d) Aplicar o mesmo critério para a seleção de empresas, independentemente das

empresas estarem cadastradas ou não.

Observação: Em caso de necessidade de seleção de empresas não cadastradas, deve ser utilizado o Conjunto de Requisitos de SMS para Cadastro conforme Anexo IV - Conjunto de Requisitos de SMS para Cadastro.

e) Considerar também para a definição do critério de seleção, o resultado das avaliações do BAD na dimensão SMS, disponíveis no sistema da Petrobras.

f) Caso não existam comprovadamente empresas, entre as selecionadas para participar da concorrência, que atendam às notas mínimas de SMS requeridas para o escopo do serviço, a Unidade Organizacional deverá estabelecer no contrato um plano de desenvolvimento do prestador de serviços, para atendimento aos requisitos de SMS, durante a vigência do contrato.

6.2.1.1.3. Ações para escolha da empresa.

a) Quadrante I - Consultar percentual mínimo do grau de avaliação no cadastro, para escolha de empresa, conforme item 6.2.1.1.2.b acima;

b) Quadrante II - O requerido para o quadrante I e consultar avaliações - BAD anteriores;

c) Quadrante III - O requerido para o quadrante II, consultar detalhes de desempenho em SMS no cadastro e incorporar medidas de controle e redução de riscos;

d) Quadrante IV - O requerido para o quadrante III e solicitar para MATERIAIS, que realize auditoria presencial na Empresa

6.2.1.2. Tomada de Preços e Concorrência

Estabelecer, quando julgado necessário, critério específico de SMS para a fase de Qualificação ou Habilitação das empresas ou para Julgamento de Propostas. Neste critério utilizar como um dos fatores, o grau de avaliação da empresa quanto ao atendimento aos requisitos cadastrais de SMS.

6.2.1.3. Ações na preparação da documentação de licitação

6.2.1.3.1. Incluir em todos os processos:

a) Requisitos de SMS corporativos e recomendados, conforme item 6.1;

b) Requisitos de SMS específicos da Unidade Organizacional;

c) Critérios de SMS para a avaliação de desempenho da contratada durante a execução do contrato, conforme Anexo VI - Critérios de avaliação do BAD

d) Eventos de pagamentos condicionados ao cumprimento de atividades de SMS nos critérios de medição do contrato, quando julgado apropriado.

Nota: os itens c e d serão inseridos no instrumento contratual, integrando-se aos requisitos contratuais de SMS.

6.2.1.3.2. Incluir, em função da categorização do escopo (Anexo II - Matriz de Risco e Categorização do Escopo) e/ou do prazo de execução dos serviços e/ou da importância dos serviços a contratar para o negócio da Unidade Organizacional:

a) Critérios baseados em índices pró-ativos de SMS para estabelecimento de prêmios e descontos;

b) Fatores de avaliação de SMS nos critérios de julgamento, tais como apresentação de certificados e outros, quando considerados necessários;

c) Convocação ou convite para visita prévia ao local dos serviços, com foco em SMS, quando julgado necessário.

Aviso: Indicadores reativos de acidentes de trabalho (TFCA, por exemplo) não devem

ser considerados como cláusula para concessão de prêmios e descontos em contratos, ressalvando a hipótese de utilização destes indicadores na composição de nota relativa à avaliação de desempenho de empresas contratadas, com reflexos no cadastro de empresas prestadoras de serviço.

6.2.1.3.3. No caso de permitida a subcontratação e/ou cessão, a sub-contratada e/ou cessionária deverá atender a todos os requisitos de SMS pertinentes ao seu serviço, previstos no anexo de SMS contratual da contratada.

6.2.1.3.4. Verificar a consistência de aspectos e registros de SMS constantes dos diversos documentos (edital/convite, minuta do contrato e seus anexos) que compõem o processo de licitação, de modo que não haja contradição ou possibilidade de interpretação duvidosa ou conflitante.

6.2.2. Contratação direta

Estabelecer, quando julgado necessário, critério específico de SMS visando à contratação. Neste critério, utilizar como um dos fatores o grau de avaliação da empresa quanto ao atendimento aos requisitos cadastrais de SMS e desempenho em SMS adequado, verificado nas avaliações BAD, quando disponíveis no sistema da Petrobras.

6.2.2.1. Ações na preparação da documentação

6.2.2.1.1. Incluir, sempre que possível, em todos os processos:

- a) Requisitos de SMS corporativos e recomendados, conforme Item 6.1;
- b) Requisitos de SMS específicos da Unidade Organizacional;
- c) Critérios de SMS para a avaliação de desempenho da contratada durante a execução do contrato, conforme Anexo VI - Critérios de avaliação do BAD
- d) Eventos de pagamentos condicionados ao cumprimento de atividades de SMS nos critérios de medição do contrato.

Nota: os itens c e d serão inseridos no instrumento contratual, integrando-se aos requisitos contratuais de SMS.

6.2.2.1.2. Incluir, em função da categorização do escopo (Anexo II - Matriz de Risco e Categorização do Escopo) e/ou do prazo de execução dos serviços e/ou da importância da contratação, para o negócio da unidade organizacional:

- a) Critérios de SMS para estabelecimento de prêmios e descontos;
- b) Mecanismos de comprovação de atendimento dos requisitos de SMS na fase de apresentação de proposta e na fase de execução do contrato (Anexo V - Exemplos de mecanismos de comprovação de atendimento dos requisitos de SMS na fase de apresentação de proposta), quando julgado necessário.
- c) Convocação ou convite para visita ao local dos serviços, com foco em SMS, quando julgado necessário.

Aviso: Indicadores reativos de acidentes de trabalho (TFCA, por exemplo) não devem ser considerados como cláusula para concessão de prêmios e descontos em contratos, ressalvando a hipótese de utilização destes indicadores na composição de nota relativa à avaliação de desempenho de empresas contratadas, com reflexos no cadastro de empresas prestadoras de serviço.

6.2.2.1.3. No caso de permitida a subcontratação e/ou cessão, a sub-contratada e/ou cessionária deverá atender a todos os requisitos de SMS pertinentes ao seu serviço, previstos no anexo de SMS contratual da contratada.

6.2.2.1.4. Verificar a consistência de aspectos e registros de SMS constante dos diversos documentos que compõem o processo de contratação, de modo que não haja contradição ou possibilidade de interpretação duvidosa ou conflitante.

6.2.2.3. Ações na condução do processo de negociação

Caso a empresa não atenda aos requisitos mínimos de SMS para o escopo do serviço, a Unidade Organizacional deverá estabelecer no contrato um plano de desenvolvimento do prestador de serviços, para atendimento aos requisitos de SMS, durante a vigência do contrato.

6.3 ETAPA 3 - FORMALIZAÇÃO DO CONTRATO

6.3.1. Ações para a formalização do contrato

6.3.1.1. Realizar reunião de explicitação dos requisitos de SMS, visando reafirmar o compromisso mútuo com o desempenho em SMS entre as partes. A representatividade das partes presentes na cerimônia, dependerá do porte e da importância do contrato.

6.3.1.2. Convidar a equipe da Contratada, buscando a presença, na cerimônia, de sua liderança, de acordo com o solicitado no item 6.3.1.1 e dos profissionais da empresa envolvidos com a condução do contrato.

6.3.1.3. Estruturar a agenda para a cerimônia que contendo, entre outros, os seguintes pontos:

- a) Importância do cumprimento do contrato para os negócios da Petrobras;
- b) Considerações gerais da Petrobras e da Contratada e reafirmações de compromissos de SMS;
- c) Aspectos importantes de SMS do contrato, enfatizando e entregando ao representante da Contratada as 15 Diretrizes de SMS da Petrobras.

6.3.2. Comunicação.

Divulgar, para a força de trabalho envolvida na execução do contrato, os aspectos de SMS do contrato, com o intuito de demonstrar o valor de SMS e alertar para os riscos relevantes.

6.4. ETAPA 4 - GERENCIAMENTO DO CONTRATO

6.4.1. Preparação para o gerenciamento e fiscalização do contrato

6.4.1.1 O Gerente do contrato deverá realizar reunião, repassando os tópicos do item 6.3.1.3., no ato de assinatura da Autorização de Serviço (AS), quando:

- a) A cerimônia de formalização do contrato ocorreu há mais de seis meses;
- b) O contrato prever a emissão de várias ASs em épocas diferentes, espaçadas de 6 meses ou mais;
- c) O contrato prever ASs em vários locais ou fases diferentes.;
- d) A AS for assinada em outra unidade onde o contrato foi formalizado.

6.4.1.2. A Gerência do contrato deverá programar a reunião de abertura, no início da execução dos serviços, com a participação da equipe de gerenciamento e fiscalização do

contrato, do representante de SMS da Petrobras, do preposto local de maior nível da Contratada e dos profissionais responsáveis pelas áreas de execução e de SMS da empresa prestadora de serviços. Esta reunião terá o objetivo de reiterar que Segurança, Meio Ambiente e Saúde devem ser tratados como valor para a execução do escopo contratual;

6.4.1.3. Na reunião de abertura deve-se ressaltar os aspectos e requisitos de SMS, em conformidade com o contrato, que sejam considerados relevantes para abordagem na reunião, visando assegurar o entendimento correto dos mesmos, tais como os listados a seguir:

- a) Política de SMS da Petrobras e da Unidade Organizacional;
- b) Diretrizes Corporativas de SMS;
- c) Compromisso da liderança da empresa prestadora de serviços com SMS;
- d) Conceito de responsabilidade de linha;
- e) Organograma de SMS da empresa prestadora de serviços;
- f) Metas e Objetivos de SMS do Contrato;
- g) Plano de SMS da empresa prestadora de serviços;
- h) Informações e orientação sobre riscos, características, exigências e dificuldades em relação a SMS do escopo do contrato;
- i) Paralisação ou suspensão de serviços por questões de SMS;
- j) Indicadores de SMS a serem monitorados e forma de apuração;
- l) Procedimento e periodicidade de realização de verificações, inspeções e auditorias de SMS;
- m) Periodicidade das Reuniões de SMS;
- n) Programa de treinamento da empresa prestadora de serviços (matriz de treinamento, verificação do aprendizado, necessidade e a rotina de reciclagem);
- o) Relatórios de SMS previstos e periodicidade;
- p) Prêmios e descontos relativos a SMS e como serão efetivados;
- q) Aplicação de sanções;
- r) Procedimento e normas para a execução dos serviços, tais como Permissão para Trabalho - PT e Análise Preliminar de Risco – APR;
- s) Comunicação, registro e tratamento de acidentes, incidentes e desvios;
- t) Canais de comunicação de SMS, tais como Diálogo de Segurança, Meio Ambiente e Saúde - DSMS, sugestões e reclamações, auditorias, ouvidorias, etc;
- u) Projeto e arranjo físico de instalações provisórias;
- v) Obrigações legais.

6.4.2. Ações de planejamento, acompanhamento, avaliação e análise

Selecionar as ações abaixo listadas de acordo com o grau de risco envolvido na execução do objeto contratual.

6.4.2.1. Ações de Planejamento

6.4.2.1.1. Identificar e registrar os representantes da Petrobras e da Contratada que serão os facilitadores para assuntos diversos nos aspectos de SMS durante a execução do contrato.

6.4.2.1.2. Programar, se necessário, reuniões periódicas para tratar exclusivamente de assuntos de SMS.

6.4.2.1.3. Programar calendário de reuniões de coordenação, com as Contratadas, estabelecendo que o assunto SMS será prioritário.

6.4.2.1.4. Delimitar áreas e/ou instalações utilizadas pela Contratada onde os serviços contratuais serão desenvolvidos para efeito de gerenciamento e fiscalização dos aspectos de SMS.

6.4.2.1.5. Assegurar o entendimento de todos os aspectos e requisitos de SMS do contrato pela Contratada.

6.4.2.1.6. Definir, em conjunto com a Contratada, os mecanismos de acompanhamento do desempenho e cumprimento dos requisitos contratuais de SMS.

6.4.2.1.7. Assegurar a utilização dos indicadores de desempenho em SMS definidos no instrumento contratual.

6.4.2.1.8. Assegurar que seja implantado pela Contratada um mecanismo de controle de cumprimento dos requisitos de SMS do contrato que satisfaça as necessidades de informação e de análise crítica das partes.

6.4.2.1.9. Assegurar que a Contratada siga um procedimento de gestão de mudanças, compatível com o da Petrobras.

6.4.2.1.10. Preparar um programa de inspeções e auditorias, com base nos aspectos e requisitos contratuais de SMS, como por exemplo: resultados de identificação de perigos e avaliação de riscos, aspectos legais, auditoria comportamental.

6.4.2.1.11. Preparar listas de verificação para avaliação periódica do Boletim de Avaliação de Desempenho - BAD (Adendo I do Anexo VI – Listas de Verificação), contando com o assessoramento da equipe de SMS da Unidade Organizacional.

6.4.2.1.12. Assegurar que as condições de higiene e conforto são adequadas nas instalações destinadas aos contratados.

6.4.2.2. Ações de Acompanhamento

6.4.2.2.1. Assegurar previamente que os aspectos significativos de SMS dos procedimentos operacionais da Contratada não sejam conflitantes com os da Unidade Organizacional, incluindo os procedimentos para atendimento a emergências e realização de exercícios simulados conjuntos.

6.4.2.2.2. Verificar o cumprimento da legislação aplicável e dos requisitos contratuais de SMS, aplicando as cláusulas de sanções ou premiações previstas no contrato.

6.4.2.2.3. Requisitar um plano de ação da Contratada para ajustes e correções necessários, sempre que for identificado algum desvio sistêmico ou crítico.

6.4.2.2.4. Verificar o cumprimento de atividades de SMS associadas aos eventos de pagamentos, quando previsto no contrato.

6.4.2.2.5. Conduzir as reuniões periódicas de SMS ou de coordenação, com a participação dos representantes da Petrobras (fiscal e gerente de contrato) e da Contratada e com a participação dos líderes de SMS de ambas as partes. É recomendável que sejam convidados participantes da alta administração da Unidade Organizacional e da Contratada em algumas reuniões. Sugestão de tópicos para estas

reuniões:

- a) Análise crítica do desempenho de SMS;
- b) Aplicação do conceito de responsabilidade de linha e de compromisso visível das lideranças;
- c) Atendimento ao cronograma de mobilização da equipe e dos recursos de SMS;
- d) Projeto e arranjo físico de instalações provisórias;
- e) Planejamento dos Serviços – riscos esperados pela Petrobras e pela empresa prestadora de serviços e ações para minimizá-los;
- f) Procedimentos e normas para execução dos serviços, tais como PT e APR;
- g) Indicadores pro ativos de SMS – resultados e planos de ação;
- h) Indicadores reativos de SMS – resultados e planos de ação;
- i) Registro e tratamento de desvios e não-conformidades;
- j) Principais desvios e planos de ação;
- l) Seguimento de planos de ação anteriores;
- m) Programação de auditorias (comportamentais e outras);
- n) Avaliação da efetividade e eficácia dos planos de treinamento em SMS;
- o) Avaliação da efetividade e eficácia das reuniões de DSMS;
- p) Relatórios de SMS.

6.4.2.2.6. Assegurar que a Contratada implemente e mantenha procedimentos para monitorar e medir, periodicamente, o desempenho em SMS, conforme indicadores determinados no contrato.

6.4.2.2.7. Assegurar que a Contratada, quando do não cumprimento de uma determinada meta, sempre desenvolva um plano de ação para retomada da tendência positiva.

6.4.2.2.8. Assegurar que o conteúdo dos relatórios de SMS da Contratada satisfaça as necessidades de informação e de análise. Se necessário, deve ser ajustado conforme as características e fases da realização dos serviços.

6.4.2.2.9. Verificar, de acordo com a legislação e/ou o contrato, a disponibilidade no local dos serviços dos profissionais com capacitação, qualificação, certificação e/ou experiência comprovada, conforme requerido, assegurando que não haja desvio de função.

6.4.2.2.10. Realizar auditorias comportamentais para identificar e tratar práticas de trabalho seguras e inseguras, visando difundir a cultura de SMS como valor.

6.4.2.2.11. Assegurar que a Contratada implemente e mantenha sistemática de Verificação de Conformidade com Procedimentos (VCP).

6.4.2.3. Ações de Avaliação

6.4.2.3.1. Monitorar rotineiramente os aspectos de SMS dos processos, dos ambientes e das práticas de trabalho, tomando as providências necessárias em função dos desvios encontrados.

6.4.2.3.2. Realizar inspeções sistemáticas do ambiente de trabalho (exemplo: rondas, patrulha de SMS, lista de verificação).

6.4.2.3.3. Realizar inspeções de SMS em instalações da Contratada, utilizadas exclusivamente para atendimento do contrato na prestação de serviços. (exemplo:

rondas, patrulha de SMS, listas de verificação).

6.4.2.3.4. Acompanhar e analisar o desempenho de SMS da Contratada, tomando as providências necessárias para que a empresa prestadora de serviços previna ou corrija desvios e não-conformidades.

6.4.2.3.5. Aplicar os critérios de avaliação do BAD (Anexo VI – Critérios de Avaliação do BAD).

6.4.2.4. Ações de Análise.

6.4.2.4.1. Realizar, periodicamente, análise crítica do desempenho da Contratada, comparando-o com os objetivos e as metas contratuais, considerando os aspectos e requisitos de SMS, tais como: indicadores, resultados de auditorias, resultados de auto-avaliações, atendimento à legislação e práticas adotadas na execução dos serviços.

6.4.2.4.2. Registrar formalmente os resultados das análises críticas e comunicar o resultado à Contratada.

6.4.2.4.3. Revisar, caso aplicável, os planos de ação para atingir os objetivos e metas de SMS.

6.4.2.4.4. Aplicar cláusulas de sanções ou premiações previstas no contrato.

6.5. ETAPA 5 - AVALIAÇÃO PÓS-ENCERRAMENTO

6.5.1. Avaliação pós-encerramento da empresa prestadora de serviços

6.5.1.1 Realizar reunião de avaliação final da Contratada, conforme descrito a seguir:

6.5.1.1.1. Esta reunião deve ser promovida pelo gerente do contrato e dependendo da relevância do contrato, deverão participar o fiscal do contrato, o representante do SMS e se possível o usuário e/ou cliente.

6.5.1.1.2. Esta avaliação deve ser realizada após o término dos serviços e antes da emissão do Termo de Recebimento Definitivo.

6.5.1.1.3. Considerar os registros feitos nos documentos de avaliação do BAD ao longo da execução do contrato.

6.5.1.2. Realizar reunião com a participação do gerente do contrato, do fiscal, de representante do SMS, do usuário e/ou cliente e a liderança da Contratada para apresentar os critérios adotados na avaliação e os resultados da mesma.

6.5.1.3. Assegurar o encaminhamento, pelo gerente do contrato, da avaliação final do Contrato para a emissão do Atestado dos Serviços Executados e para área de contratação da Unidade Organizacional para divulgação aos interessados.

6.5.2. Análise crítica do processo de contratação

6.5.2.1. Efetuar análise crítica do processo de contratação, após a avaliação final da Contratada, na dimensão SMS, considerando os critérios e os requisitos que foram estabelecidos nas etapas de: escopo, seleção, licitação ou negociação direta, formalização do contrato, gerenciamento e fiscalização do contrato e avaliação final da Contratada. Registrar a análise realizada.

6.5.2.2. Realizar, sob a coordenação do gerente do contrato, análise crítica, com a participação dos profissionais que elaboraram os documentos pertinentes às etapas do processo de contratação e dos responsáveis pelas etapas de gerenciamento e fiscalização do contrato, bem como representantes do SMS e dos clientes e/ou usuários.

6.5.2.3. Encaminhar o resultado da análise crítica para a área de contratação da Unidade Organizacional, para divulgação às gerências interessadas objetivando o aprendizado e

melhoria contínua do processo de contratação.

6.5.2.4. Encaminhar o resultado da análise crítica, quando cabível, para as Gerências Corporativas de contratação das Áreas de Negócios ou Unidades de Serviços.

6.5.2.5. As Gerências corporativas de contratação das Áreas de Negócios ou Área de Serviço devem encaminhar o resultado da análise crítica, quando cabível, para MATERIAIS.

Nota: A avaliação final do processo de contratação deverá ser feita obrigatoriamente para todos os contratos cujo escopo se enquadre no quadrante IV e recomendada para os demais quadrantes, conforme Matriz de Risco e Categorização do Escopo - Anexo II.

7. ANEXOS

7.1. ANEXO I – Fluxograma das etapas do processo de contratação de serviços.



ANEXO I - Fluxograma das etapas do processo de contratação de ser

7.2. ANEXO II - Matriz de Risco e Categorização do Escopo



Anexo II - Matriz de Risco e Categorização do Escop

7.3. ANEXO III - Conjunto de Requisitos para Contratação.



Anexo III Conjunto de Requisitos Contrataçã

7.4. ADENDO I ANEXO III - Exigências de SMS para contratação.



Adendo I do Anexo III - Exigências de SMS para Contratar

7.5. ADENDO II ANEXO III - Exemplo de Modelo de programa de treinamento de SMS para prestadoras de serviços.



Adendo II do Anexo III - Exemplo de Modelo de Programa de Treinamento

7.6. ANEXO IV - Conjunto de requisitos de SMS para cadastro.



ANEXO IV - Conjunto de Requisitos de SMS para Cad

7.7. ANEXO V - Exemplos de mecanismos de comprovação de atendimento dos requisitos de SMS na fase de apresentação de proposta.



Anexo V Exemplos de mecanismos de comprovação de atendimento dos requisitos de SMS na fase de apresentaçã

7.8. ANEXO VI – Critérios de Avaliação do BAD.



Anexo VI Critérios de Avaliação do BAD

7.9. ADENDO I DO ANEXO VI - Listas de Verificação



Adendo I Anexo VI Listas de Verificaçã

SUMÁRIO DE REVISÕES		
REV.	Data	DESCRIÇÃO E/OU ITENS ATINGIDOS
0	09/01/2007	Emissão Original

DOCUMENTOS COMPLEMENTARES ADICIONAIS:

Lista de Distribuição:

Eletrônica:

AB-CR, AB-CR/SMS, AB-LO, AB-MC, AB-PQF, AB-RE, AUDITORIA, BR-DFIS, BR-DIOL, BR-DMCO, BR-DRPS, BR-PRD, BR-PRD/GSMS, CENPES, CENPES/SMS, COMPARTILHADO, COMPARTILHADO/RBC, COMPARTILHADO/RBC/SMS, COMPARTILHADO/RNNE, COMPARTILHADO/RNNE/SMS, COMPARTILHADO/RSPS, COMPARTILHADO/RSPS/SMS, COMPARTILHADO/RSUD, COMPARTILHADO/RSUD/SMS, COMPARTILHADO/SMS, COMUNICACAO, CONTABILIDADE, DSERV, DSG, E&P-CORP, E&P-CORP/SMS, E&P-ENGP, E&P-EXP, E&P-NNE, E&P-SERV, E&P-SERV/US-AP, E&P-SERV/US-AP/SMS, E&P-SERV/US-PO, E&P-SERV/US-PO/SMS, E&P-SERV/US-SAE, E&P-SERV/US-SAE/SMS, E&P-SERV/US-SS, E&P-SERV/US-SS/SMS, E&P-SERV/US-SUB, E&P-SERV/US-SUB/SMS, E&P-SERV/US-TA, E&P-SERV/US-TA/SMS, E&P-SSE, ENGENHARIA, ENGENHARIA/AG, ENGENHARIA/AG/SMS, ENGENHARIA/IEABAST, ENGENHARIA/IEEPT, ENGENHARIA/IETEG, ENGENHARIA/SL, ESTRATEGIA, FAFEN-BA, FAFEN-BA/SMS, FAFEN-SE, FAFEN-SE/SMS, FINANÇAS, FINCORP, GAPRE, GAPRE/SE, GE-CORP, GE-CORP/SMS, GE-DEN, GE-MC, GE-OPE, INTER-AFE, INTER-AFE/ESCRITORIO-IRA, INTER-AFE/ESCRITORIO-LIBIA, INTER-AFE/ESCRITORIO-TANZANIA, INTER-AFE/ESCRITORIO-TURQUIA, INTER-CORP, INTER-CORP/SMS, INTER-CS, INTER-DN, INTER-TEC, INVESTIDORES, JURIDICO, LUBNOR, LUBNOR/SMS, MATERIAIS, NOVOS-NEGOCIOS, OUVIDORIA-GERAL, PLAFIN, RECAP, RECAP/SMS, REDUC, REDUC/SMS, REFAP/CORPORATIVA/SM, REFAP/PRES, REGAP, REGAP/SMS, REMAN/CM, REMAN/GG, REMAN/SMS, REPAR, REPAR/SMS, REPLAN, REPLAN/SMS, REVAP, REVAP/SMS, RH, RLAM, RLAM/SMS, RPBC, RPBC/SMS, SEGEPE, SIX, SIX/SMS, SMS, SMS/AC, SMS/AC/CONT, SMS/AC/INT, SMS/AC/NE, SMS/AC/NE/NES, SMS/AC/NORTE, SMS/AC/SE, SMS/AC/SP-CO, SMS/AC/SUL, SMS/AS, SMS/DS, SMS/DS/MEP, SMS/GG, SMS/PE, SMS/RE, SMS/SMS/AID, SMS/SMS/APG, SMS/SMS/MA, SMS/SMS/MA/BIO, SMS/SMS/MA/EC, SMS/SMS/MA/RAI, SMS/SMS/MA/RHE, SMS/SMS/SA, SMS/SMS/SA/HSO, SMS/SMS/SA/PPS, SMS/SMS/SG, SMS/SMS/SG/SGP, SMS/SMS/SG/SPT, SMS/SP, SMS/SP/CPC, SMS/SP/OC, TI, TRANSPETRO/DGN, TRANSPETRO/DTM, TRANSPETRO/DTO, TRANSPETRO/DTO/SMS, TRANSPETRO/PRES, TRANSPETRO/PRES/CORP, TRANSPETRO/PRES/CORP/SMS, TRIBUTARIO, UN-ANG, UN-ANG/QSMS, UN-BA, UN-BA/SMS, UN-BC, UN-BC/SMS, UN-BOL, UN-BOL/CSMS, UN-BS, UN-BS/CLA, UN-BSOL, UN-BSOL/SMS, UN-COL/CSMS, UN-COL/GEAL, UN-ES, UN-ES/SMS, UN-EUA, UN-EUA/HSEQ, UN-MEX/GEAL, UN-RIO, UN-RIO/SMS, UN-RNCE, UN-RNCE/SMS, UN-SEAL, UN-SEAL/SMS, UN-VEN

Deve-se dar prioridade à consulta a padrões através do SINPEP, evitando a sua impressão

Impressa:

Destinatários

***** ÚLTIMA FOLHA DO PADRÃO *****

Anexo IX - PG-2E6-00092 - Investigação e Análise de Acidentes e Ocorrências Equiparadas

Título

INVESTIGAÇÃO E ANÁLISE DE ACIDENTES E OCORRÊNCIAS EQUIPARADAS

Órgão aprovador:	UN-ES	Cópia X	Data de implantação: 22/06/2007
Órgão gestor:	UN-ES/SMS		Assinatura: Marcio Felix Carvalho Bezerra

1 OBJETIVO

Estabelecer critérios para classificação, investigação, análise, documentação e divulgação de acidentes, doenças ocupacionais, incidentes com alto potencial ou sistêmicos e desvios críticos ou sistêmicos, bem como o acompanhamento de ações propostas para minimizar riscos e evitar ocorrência similar ou de mesma natureza, através da eliminação das causas identificadas.

2 ABRANGÊNCIA

Os critérios para gestão de SMS descritos neste padrão devem? ser implementados em toda área de atuação da Unidade de Negócio de Exploração e Produção do Espírito Santo – UN-ES.

3 APLICAÇÃO

3.1 Este Padrão aplica-se a acidentes fatais com empregado do sistema Petrobras, empregado de empresa, direta ou indiretamente, contratada e terceiros, a acidentes com lesão a empregados da Petrobras, empregados de empresas contratadas, autônomos, estagiários, visitantes e/ ou pessoas da comunidade, a acidentes com danos ao patrimônio próprio, de empresas contratadas ou de terceiros, a acidentes com impacto ao meio ambiente, interna ou externamente às instalações da Petrobras, aos desvios sistêmicos e aos incidentes críticos decorrente de atividades realizadas pela UN-ES ou de Contratada sua, dentro do escopo do contrato, ocorridos:

- em área ou instalação de empresa do Sistema Petrobras, onde a Companhia é responsável pela operação e/ ou pela gestão de SMS;
- em área sob responsabilidade da Petrobras ainda que em área de propriedade de outra parte (por exemplo: faixa de servidão de duto e área de locação e operação de poços de petróleo);
- em área de Contratada, de uso exclusivo para atendimento de contrato específico com o Sistema Petrobras e sob gestão de SMS da Petrobras;

- fora das instalações da Petrobras quando o acidente envolver veículo de empresa do Sistema Petrobras ou de Contratada quando em atividade dentro do escopo do contrato (aplica-se a casos de morte de empregado de empresa do Sistema Petrobras, de Contratada ou de terceiro);
- fora das instalações de empresa do Sistema Petrobras quando em viagem a serviço (aplica-se a casos de morte de empregado de empresa do Sistema Petrobras);
- devido a acidente ocorrido no trajeto da residência para o trabalho e vice-versa ou do trabalho para o local de refeição e vice-versa, quando o transporte for feito por veículo da Petrobras ou contratado por ela para o transporte de pessoas.

3.2 Está excluídos deste procedimento o evento decorrente de acidente com lesão ocorrida:

- na execução de tarefas particulares fora do local e/ ou horário estipulado de trabalho;
- durante viagem a serviço em atividades particulares fora do local e/ ou horário estipulado de trabalho;
- em deslocamentos a serviço, quando o transporte não for feito por veículo da Petrobras ou por veículo contratado pela Petrobras para o transporte de pessoas, bem como eventuais pessoas da comunidade vitimadas nestes acidentes;
- no trajeto da residência para o trabalho e vice-versa ou do trabalho para o local de refeição e vice-versa;
- com pessoa da comunidade, decorrente de ato desta em desacordo com requisitos legais e que estejam fora do controle da empresa do Sistema Petrobras ou da Contratada.

4 DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

[Diretrizes Corporativas de Segurança, Meio Ambiente e Saúde da Petrobras, aprovadas pela Diretoria Executiva em 27/12/2001.](#)

 PB-PG-03-00013 – GESTÃO DE SMS / DIRETRIZ 13 - Análise de acidentes e incidentes.

[Lei 8.213 de 24 de julho de 1991 - Dispõe sobre os planos de benefícios da Previdência Social e dá outras providências \(publicada no DOU de 14/08/98\).](#)

[NBR 14280 – Cadastro de acidente do trabalho – Procedimento e classificação.](#)

 PB-PG-03-00016 – Critérios de Apropriação de Acidentes com Lesão e Doenças Ocupacionais para o Cálculo de Indicadores.

(📄) PB-PP-03-00001 – Classificação, Investigação, Análise, Documentação e Divulgação de Acidentes, Doenças Ocupacionais, Incidentes com Alto Potencial ou Sistêmicos e Desvios Críticos ou Sistêmicos.

(📄) PB-PP-03-00003 - Comunicação, Investigação, Análise e Divulgação de Acidente Fatal.

(📄) PG-2E6-00006 – Manual do Sistema de Gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde.

(📄) PG-2E6-00024 – Tratamento de Não Conformidades e Ações Corretivas e Preventivas do Sistema de Gestão de Segurança, Meio Ambiente e Saúde.

(📄) PG-2E6-00058 – Comunicação de Acidentes Fatais na UN-ES.

[Guia de Comunicação de Crise](#)

5 DEFINIÇÕES

5.1 Ação corretiva: ação para eliminar as causas de uma anomalia (acidente ou incidente ou desvio), a fim de evitar a ocorrência de anomalias similares ou de mesma natureza. Refere-se também às ações para corrigir as conseqüências de uma anomalia.

5.2 Ação preventiva: ação para eliminar a causa de uma potencial anomalia.

5.3 Acidente: evento imprevisto e indesejável, instantâneo ou não, que resultou em dano à pessoa (inclui a doença do trabalho e a doença profissional), ao patrimônio (próprio ou de terceiros) ou impacto ao meio ambiente.

Nota: Segundo a legislação brasileira (Lei 8.213/98), as doenças ocupacionais estão incluídas no conceito de acidente do trabalho.

5.4 Acidente fatal - evento imprevisto e indesejável, instantâneo ou não, que resultou em morte de pessoa.

5.5 Acidente grave: acidente que causou morte ou incapacidade permanente total ou dano material classificado como grande ou impacto ao meio ambiente classificado como maior.

5.6 Acidente típico: é todo aquele ocorrido com empregado próprio ou de empresa contratada a serviço da Petrobras nos limites da propriedade da Companhia, ou fora desses limites, quando autorizado pela Companhia. Acidente ocorrido com empregado a serviço, durante o seu horário de descanso, diretamente relacionado com os processos de trabalho da Companhia, também é considerado acidente típico.

5.7 Acidente com lesão com afastamento: é todo acidente em que o empregado:

- fique temporariamente incapacitado totalmente para o trabalho a partir do dia seguinte ao acidente, ou
- sofra algum tipo de incapacidade permanente, ou

- venha a morrer.

5.8 Acidente com lesão sem afastamento: é todo acidente em que o empregado retorna ao trabalho após os primeiros-socorros ou socorros médicos de urgência, ou que no dia seguinte, está apto a executar tarefas, com segurança, sem comprometimento de sua integridade física.

5.9 Anomalia: situação ou evento indesejável que resulte ou possa resultar em danos ou falhas, que afetem pessoas, o meio ambiente, o patrimônio (próprio ou de terceiros), a imagem do Sistema Petrobras, os produtos ou os processos produtivos. Este conceito inclui os acidentes, doenças, incidentes, desvios e não-conformidades.

5.10 Árvore dos por quês: metodologia e/ ou ferramenta para determinação dos fatores e circunstâncias que levaram ao acidente, ao incidente ou aos desvios críticos e sistêmicos.

5.11 Causa: fator ou circunstância que contribuiu para a ocorrência do evento (nos casos de acidentes e incidentes) ou da ação ou condição (nos casos de desvios).

5.12 Causa básica: falha ou sucessão de falhas no sistema de gestão que permitiu a ocorrência da (s) causa (s) imediata (s) do acidente, incidente ou desvio.

5.13 Causa imediata: causa que levou diretamente à ocorrência do acidente, incidente ou à existência do desvio.

5.14 Contratada: pessoa física ou jurídica que presta serviços ao Sistema Petrobras.

5.15 Desvio: qualquer ação ou condição, que tem potencial para conduzir, direta ou indiretamente, a danos a pessoas, ao patrimônio (próprio ou de terceiros) ou impacto ao meio ambiente, que se encontra desconforme com as normas de trabalho, procedimentos, requisitos legais ou normativos, requisitos do sistema de gestão ou boas práticas.

5.16 Desvio crítico: desvio com potencial para causar incidente com alto potencial ou acidente grave.

5.17 Desvio de saúde ocupacional: qualquer evidência, ocorrência ou condição pessoal que, relacionada ao ambiente e/ ou condições de trabalho, possa levar a dano à integridade física e/ ou mental.

5.18 Desvio sistêmico: conjunto de desvios ou de desvios similares, que ocorrem de forma repetitiva e freqüente.

5.19 Doença ocupacional: agravo à saúde física e/ ou mental, cuja causa esteja relacionada ao trabalho, através da exposição crônica a agentes ambientais. Este conceito engloba as doenças profissionais e as do trabalho.

Nota: segundo a legislação brasileira (Lei 8.213/ 98), as doenças ocupacionais estão incluídas no conceito de acidente do trabalho. Para fins deste padrão elas estão classificadas separadamente visando um melhor entendimento e aplicação

destes critérios.

5.20 Doença ocupacional controlável e/ ou remissível: agravo à saúde física e/ ou mental, cuja causa esteja relacionada ao trabalho, mas que não seja advindo de um acidente típico e com prognóstico de cura ou controle de evolução.

5.21 Doença ocupacional grave e/ ou irreversível: agravo à saúde física e/ ou mental, cuja causa esteja relacionada ao trabalho, mas que não seja advindo de um acidente típico e com aspectos de irreversibilidade ou agravamento não controlado.

5.22 Incapacidade permanente total: resultado de avaliação de estado de saúde física e/ ou mental em que o trabalhador é considerado incapaz e insusceptível de reabilitação para o exercício de atividade laborativa.

5.23 Incapacidade temporária: Perda da capacidade de trabalho que resulte em um ou mais dias perdidos, excetuadas a morte e a incapacidade permanente.

5.24 Incidente: evento imprevisto e indesejável que poderia ter resultado em dano à pessoa, ao patrimônio (próprio ou de terceiros) ou impacto ao meio ambiente.

5.25 Incidente com alto potencial: Incidente que poderia ter causado morte ou incapacidade permanente ou dano material classificado como grande ou impacto ao meio ambiente classificado como maior.

5.26 Incidente de saúde ocupacional: alterações em exame complementares, sem sinais clínicos ou sintomas de alterações do estado normal de saúde com potencial de agravamento e possíveis danos físicos e/ ou mentais (fase subclínica da saúde ocupacional), relacionadas ao trabalho.

5.27 Incidente de saúde ocupacional com alto potencial: alterações em exames complementares, sem sinais clínicos ou sintomas de alteração do estado normal de saúde, relacionadas ao trabalho e que identificam quadro subclínico de doença grave ou irreversível.

5.28 Incidente sistêmico: conjunto de incidentes ou de incidentes similares que ocorrem de forma repetitiva e freqüente.

5.29 Múltiplos acidentados: número de acidentados maior ou igual a 5 (cinco) vítimas.

Nota: Considera-se acidentado: empregados próprios, empregados de empresas contratadas, autônomos, estagiários, visitantes e pessoas da comunidade.

5.30 Não-conformidade: anomalia caracterizada pelo não atendimento a um requisito definido em normas, procedimentos, legislação, políticas, documentos internos, dentre outros.

5.31 Nexa causal: relação que une a causa ao efeito.

5.32 Perda: consequência de um acidente.

5.33 SIGA (Sistema Integrado de Gestão de Anomalias): sistema informatizado que dá suporte ao tratamento das anomalias, no âmbito da E&P.

5.34 RTA: Relatório de Tratamento de Anomalias

6. CLASSIFICAÇÃO DOS ACIDENTES, DOENÇAS OCUPACIONAIS, INCIDENTES E DESVIOS

6.1 Para efeito deste padrão, os acidentes, as doenças ocupacionais, os incidentes e os desvios estão divididos em 5 classes de acordo com sua gravidade:

Classe 1:

- Desvios sistêmicos (inclui os desvios sistêmicos de saúde ocupacional),
- Incidentes sistêmicos (inclui os incidentes sistêmicos de saúde ocupacional).

Classe 2:

- Acidentes com lesão sem afastamento na força de trabalho,
- Acidentes com lesão em pessoas da comunidade sem internação hospitalar,
- Doenças ocupacionais controláveis e/ ou remissíveis,
- Acidentes com impacto menor ao meio ambiente,
- Acidentes com dano de pequeno porte ao patrimônio,
- Desvios críticos,
- Incidentes com alto potencial (inclui os incidentes com alto potencial de saúde ocupacional).

Classe 3:

- Acidentes com lesão com afastamento, exceto com incapacidade permanente total ou morte, ou com múltiplas vítimas com lesão sem Afastamento na força de trabalho.
- Acidentes com lesão em pessoas da comunidade com internação hospitalar ou múltiplos acidentados sem internação hospitalar,
- Doenças ocupacionais graves e/ ou irreversíveis ou múltiplos casos de doenças ocupacionais controláveis e/ ou remissíveis,
- Acidentes com impacto médio ao meio ambiente,
- Acidentes com dano de médio porte ao patrimônio.

Classe 4:

- Acidentes que causaram incapacidade permanente total na força de trabalho,
- Acidentes que causaram incapacidade permanente total em pessoas da comunidade
- Incapacidade permanente total causada por doença ocupacional,
- Acidentes com impacto maior no meio ambiente,
- Acidentes com dano de grande porte ao patrimônio,
- Acidentes com múltiplos acidentados com lesão com afastamento,
- Acidentes com múltiplos acidentados da comunidade com internação,

Classe 5:

- Acidente fatal.

A Tabela 1 apresenta, de forma resumida, todas as classes dos acidentes, doenças, incidentes e desvios utilizados neste padrão.

Classes Denominação	Classe 1	Classe 2	Classe 3	Classe 4	Classe 5
Acidente com lesão na força de trabalho	-	Lesão sem afastamento	Lesão com afastamento ou múltiplos acidentados com lesão sem afastamento	Incapacidade permanente e total ou com múltiplos acidentados com lesão com afastamento	Acidente Fatal
Acidente com lesão em pessoa da comunidade	-	Sem Internação hospitalar	Com Internação hospitalar ou múltiplos acidentados sem internação hospitalar	Incapacidade permanente e total ou com múltiplos acidentados com internação	
Doença Ocupacional	-	Doenças Ocupacionais Controláveis e/ ou Remissíveis.	Doenças Ocupacionais Graves e/ ou Irreversíveis ou múltiplos casos de Doenças Ocupacionais Controláveis e/ ou Remissíveis	Doenças Ocupacionais que levam à incapacidade permanente e total	
Acidente com impacto ao meio ambiente	-	Menor (Conforme Anexo F ou G)	Médio (Conforme Anexo F ou G)	Maior (Conforme Anexo F ou G)	
Acidente com dano ao	-	Pequeno Porte	Médio Porte (de 500 mil a	Grande Porte	

patrimônio		(até 500 mil dólares)	2 milhões de dólares)	(acima de 2 milhões de dólares)	
Incidentes	Sistêmicos	Alto potencial	-	-	
Desvios	Sistêmicos	Críticos	-	-	

Notas:

1. Os acidentes com impacto ao meio ambiente devem ser classificados quanto ao impacto provocado como: menor, médio ou maior. Esta classificação deve ser realizada de acordo com os critérios disponíveis nos Anexos F e G para ambientes terrestres e aquáticos, respectivamente.

2. Acidentes cujas conseqüências se enquadrem em mais de uma classe devem ser classificados naquela de maior gravidade.

7 RESPONSABILIDADE PELA CONDUÇÃO DA INVESTIGAÇÃO

7.1 Investigação Conduzida pela Petrobras

7.1.1 A investigação será conduzida pela Petrobras quando o acidente ocorrer com empregado próprio ou de Empresa Contratada, assim como terceiros decorrente da atividade realizada:

- em área ou instalação da Petrobras, onde a Companhia é responsável pela operação e/ ou pela gestão de SMS;
- em área sob responsabilidade da Petrobras ainda que de propriedade da outra parte (por exemplo: faixa de servidão de duto e área de locação e operação de poços de petróleo);
- em área de empresa contratada, de uso exclusivo para atendimento de contrato específico com empresa do sistema Petrobras;
- fora das áreas e instalações da Petrobras ou sob sua responsabilidade quando:
 - o acidente envolver veículo da Petrobras;
 - o acidente envolver empregado da Petrobras;
 - o acidente envolver veículo contratado para o transporte de pessoas ou veículos de cooperativa de táxi (consideradas neste caso as especificidades regionais);
 - em viagem a serviço (aplica-se a casos de acidente com empregados da Petrobras).

7.2 Investigação Conduzida pela Contratada

7.2.1 A investigação será conduzida pela Contratada quando o acidente for decorrente de atividades de Empresa Contratada e ocorrer:

- em área de empresa contratada;
- fora das instalações da Petrobras quando o acidente envolver veículo da empresa contratada quando em atividade dentro do escopo do contrato. Não se aplica a veículos contratados para o transporte de pessoas ou em caso de morte de empregado de empresa do Sistema Petrobras;

7.2.2 A investigação será conduzida pela Contratada e executadas conforme seus próprios padrões. Os padrões de Investigação e Análise de Acidentes da Contratada devem estar alinhados com este padrão.

8. INVESTIGAÇÃO E ANÁLISE

8.1 EM CASO DE ACIDENTES, DOENÇAS OCUPACIONAIS, INCIDENTES COM ALTO POTENCIAL E DESVIOS CRÍTICOS

8.1.1 PROVIDÊNCIAS INICIAIS

8.1.1.1 Após assegurar que os riscos remanescentes do evento estão gerenciados, o responsável pelo local onde ele ocorreu, deve:

- a) informar, pronta e verbalmente, ao gerente hierárquico imediatamente superior;
- b) tomar providências para preservar o cenário com todas as evidências e informações relevantes para que sejam feitos os registros necessários, seguindo no mínimo os seguintes passos:
 - cercar e isolar o local da ocorrência, protegendo-o de intempéries (chuva, vento, etc), se necessário.
 - registrar dados e coletar evidências, desde que esta ação não modifique o cenário.
 - registrar os dados dos envolvidos e das pessoas que presenciaram o evento de forma a poder localizá-los mais tarde (nome, identidade, endereço e telefone).

8.1.1.2 O reinício das atividades ou operações deve ser liberado pelo Supervisor ou Gerente Setorial do local do evento após realização de uma análise de risco de modo a garantir que todas as providências foram tomadas para garantir a segurança das pessoas, das instalações e a preservação do meio ambiente.

Nota: No caso de Acidentes Fatais a suspensão do isolamento do local e o reinício das atividades ou operações somente poderá ocorrer após a liberação da área pelas autoridades competentes.

8.1.2 REGISTRO INICIAL

8.1.2.1 Após um evento classe 2, 3, 4 ou 5 ter sido controlado deve ser feito o registro inicial da ocorrência no sistema SIGA/ RTA num prazo máximo de 72 horas. Este registro deve ser curto e limitado a uma breve descrição dos fatos conhecidos: data, hora, local, tipo de ocorrência, nome da Empresa, nome do acidentado (quando houver), o que aconteceu e as ações tomadas.

8.1.2.1.1 No caso de eventos ocorridos com empregados Petrobras qualquer componente da força de trabalho pode fazer o registro no sistema SIGA/ RTA, devendo o Gerente Setorial ou o Supervisor da Área garantir que a ocorrência seja registrada no sistema SIGA/ RTA dentro do prazo previsto.

8.1.2.1.2 No caso de eventos ocorridos com empregados das empresas Contratadas qualquer componente da força de trabalho pode fazer o registro da ocorrência no sistema SIGA/ RTA, devendo o Fiscal de Contrato garantir que a ocorrência seja registrada dentro do prazo previsto.

8.1.2.3 No caso de Doenças Ocupacionais a Gerência de RH/AM deve comunicar o fato à gerência do empregado envolvido somente após o estabelecimento do nexos causal, confirmando tratar-se de ocorrência ligada ao trabalho.

8.1.3 COMISSÃO DE INVESTIGAÇÃO

8.1.3.1 Formação e composição da Comissão de investigação conduzida pela Petrobras

8.1.3.1.1 A responsabilidade pela nomeação, formal ou informal, da Comissão de Investigação é do Gerente de nível hierárquico expresso na Tabela 2. Recomenda-se que a formação da Comissão de Investigação deve ocorrer em até 48 horas após o evento ou ocorrência.

8.1.3.1.2 O Gerente responsável pela montagem da Comissão é o da gerência na qual é apropriado o acidente.

8.1.3.1.3 No momento da designação dos membros da Comissão, deve ser dado o prazo máximo de 15 dias para elaboração do Relatório. Esse prazo poderá ser prorrogado quando a investigação depender de análise, avaliação ou informação que não possa ser obtida neste prazo. Neste caso, uma nova data de entrega deve ser estabelecida de comum acordo entre o Coordenador da Comissão e o Gerente responsável pela nomeação.

8.1.3.1.4 A responsabilidade pela nomeação da Comissão de Investigação e sua composição depende da classe do evento, devendo ser atendido o descrito a seguir:

Classe	Responsável	Composição Mínima da Comissão
1	Gerente Setorial	- Duas pessoas com conhecimento sobre a atividade. Esta Comissão não necessita de nomeação formal
2	Gerente	- Empregado experiente do local do evento - Empregado com conhecimento do equipamento, se houver, envolvido no evento. - Representante do SMS do local - Representante da CIPA. Esta Comissão não necessita de nomeação formal
3	Gerente Geral	Os definidos para a Classe 2, mais: - Gerente Setorial da UN-ES, - Representante do SMS da UN-ES, Esta comissão deve ter nomeação formal
4	Gerente Geral	Os definidos para a Classe 3 e participação de empregado externo à Unidade, e mais: - Representante do SMS Corporativo da Petrobras - Representante do Sindicato dos Petroleiros - Especialistas ou Consultores, se conveniente Esta comissão deve ter nomeação formal através de DIP
5	Gerente Geral	- Gerente externo a UN-ES - Representante do SMS Corporativo da Petrobras - Empregado experiente do local do evento - Representante do SMS da UN-ES - Representante da CIPA - Representante do Sindicato dos Petroleiros Esta comissão deve ter nomeação formal através de DIP

Tabela 2 – Responsabilidade pela nomeação e composição mínima da Comissão

8.1.3.2 Coordenador da Comissão de Investigação

8.1.3.2.1 O Coordenador terá, entre outras, as seguintes responsabilidades:

- convocar e liderar as reuniões da Comissão de Investigação;
- coordenar as atividades da comissão garantindo o atendimento aos prazos estabelecidos;
- manter o responsável pela formação da Comissão informado do andamento da investigação;
- assegurar a qualidade (conteúdo e técnica) do Relatório.

8.1.3.2.2 Para eventos de Classe 4 o Coordenador da Comissão deve ser de nível

gerencial e não estar diretamente ligado ou envolvido com o pessoal e/ ou com o local onde ocorreu o acidente.

8.1.3.2.3 Para eventos classe 5 o Coordenador da Comissão, indicado pelo Gerente Geral, deve ser de nível gerencial e não deve pertencer a UN-ES.

8.1.3.3 Membros da Comissão de investigação

8.1.3.3.1 Pelo menos um membro da Comissão deve ter capacitação e experiência em metodologia de investigação. Para os eventos de Classe 1, é preciso ter treinamento formal, mas é dispensável experiência prévia.

8.1.3.3.2 Nas investigações e análises que envolvam doenças ocupacionais, incidentes e desvios de Saúde Ocupacional é necessária a participação de um representante da Área da Saúde, preferencialmente um médico do trabalho.

8.1.3.4 Formação e composição da Comissão de investigação conduzida pela Contratada

8.1.3.2.1 A responsabilidade pela formação da Comissão de Investigação é do Gerente da empresa contratada de maior nível hierárquico responsável pelo contrato. Recomenda-se que a formação da Comissão de Investigação deve ocorrer em até 48 horas após o evento ou ocorrência.

8.1.3.2.2 O Gerente da empresa contratada deve emitir um documento, criando a Comissão de Investigação, garantindo a sua autonomia e autoridade na condução da investigação e estabelecendo o prazo para entrega do Relatório. Cópia deste documento deve ser enviada ao fiscal de contrato da Petrobras.

8.1.3.2.3 No momento da designação dos membros da Comissão, deve ser dado o prazo máximo de 15 dias para elaboração do Relatório, exceto quando a investigação depender de análise, avaliação ou informação que não possam ser obtidas dentro deste período. Neste caso, uma nova data de entrega deve ser estabelecida de comum acordo entre a empresa contratada e o Gerente do Contrato.

8.1.3.2.4 A Contratada deve investigar os eventos de Classe 2, 3, 4 e 5. Para a investigação dos eventos da Classe 3, 4 e 5, a Comissão deve contar com a presença de um representante da Petrobras.

8.1.4 LEVANTAMENTO E COLETA DE DADOS

8.1.4.1 Deve ser assegurada à Comissão de Investigação total liberdade para coleta e levantamento de todos os dados necessários para o desempenho de suas atribuições.

8.1.4.2 A Comissão deve documentar todos os fatos para facilitar posterior revisão da investigação e análise e emissão do relatório, conforme necessário.

8.1.4.3 Para os acidentes de Classes 2, 3 ou 4, deve ser feita uma quantificação estimada do valor monetário das perdas diretas decorrentes do evento. Para

realizar esta estimativa de custo deve-se utilizar o Anexo H.

8.1.4.4 No caso de acidente fatal ou com lesão grave, também deve ser analisado a resposta à emergência, o atendimento médico prestado à (s) vítima (s) e a assistência dada aos familiares da (s) vítima (s).

8.1.5 CRONOLOGIA DO EVENTO

8.1.5.1 Sempre que possível deve ser proposta uma seqüência dos fatos/ dados coletados que possam descrever cronologicamente todas as etapas que antecederam ao evento, o evento em si e as etapas posteriores.

8.1.5.2 Havendo discordância entre as evidências e a cronologia do evento, novas e mais profundas investigações devem ser feitas até que haja coerência entre as evidências e a cronologia.

8.1.5.3 Nos acidentes graves é recomendável, quando possível, realizar sua reconstituição, com registro fotográfico e/ ou filme, levando em conta todos os dados coletados.

8.1.5.4 Há diversas técnicas para se montar a cronologia do evento, deve-se escolher sempre a mais apropriada para o tipo de evento ocorrido.

8.1.6 PROCESSO DE ANÁLISE

8.1.6.1 Determinação das Causas

8.1.6.1.1 O processo de análise deve determinar as causa (s) imediata (s) e básica (s) do acidente, ou incidente, pois isto é essencial para o desenvolvimento efetivo de recomendações para prevenir ocorrência similar ou de mesma natureza.

8.1.6.1.2 Há diversas técnicas estruturadas para determinação das causas e a Comissão deve escolher a mais adequada, de acordo com a magnitude do evento em análise.

8.1.6.1.3 No Anexo A há exemplos da técnica da “Árvore dos Por quês”, que pode ser utilizada na análise de causas.

8.1.6.1.4 As causas apuradas durante a análise devem ser lançadas no RTA no campo de "Análise das Causas".

8.1.6.2 Determinação das Diretrizes do Sistema de Gestão de SMS que Precisam ser Melhoradas

8.1.6.2.1 A partir das causas do evento, deve-se determinar às diretrizes do Sistema de Gestão de SMS que precisam ser melhoradas.

8.1.6.2.2 O Anexo B apresenta uma lista de causas associadas às diretrizes do Sistema de Gestão de SMS que precisam ser melhorados, porém esta lista não é exaustiva e outras causas podem ser identificadas e associadas.

8.1.7 RECOMENDAÇÕES DE AÇÕES CORRETIVAS E PREVENTIVAS

8.1.7.1 Para cada causa encontrada e para cada diretriz do Sistema de Gestão de SMS a ser melhorado devem ser propostas uma ou mais ações corretivas e/ ou preventivas para evitar a ocorrência de eventos similares ou de mesma natureza.

8.1.8 DOCUMENTAÇÃO DOS RESULTADOS

8.1.8.1 Os resultados da investigação e da análise devem ser documentados através de um Relatório de Investigação.

8.1.8.2 Este Relatório deve ser elaborado em duas vias sendo uma entregue ao Gerente responsável pela formação da comissão e outra para o Gerente de SMS do Ativo. Para os eventos classes 3, 4 ou 5 deve ser enviado também uma copia para o SMS da UN-ES.

8.1.8.3 O Anexo C traz um modelo que deve ser usado como referência para emissão do Relatório. Os itens ali constantes devem ser o mínimo para o Relatório.

8.1.8.3 No caso de acidentes fatais deve ser utilizado o modelo do Anexo I.

8.2 EM CASO DE INCIDENTES SISTÊMICOS E DESVIOS SISTÊMICOS

O Supervisor ou o Gerente Setorial, quando verificar a ocorrência de Incidentes e Desvios Sistêmicos na sua área, deve comunicar o fato ao gerente hierárquico imediatamente superior e constituir a Comissão de Investigação conforme item 8.1.3. e registrar a ocorrência no sistema SIGA, informando como data e horário as mesmas do dia do registro.

Os incidentes sistêmicos e desvios sistêmicos podem ainda ser identificados pelos profissionais de SMS através das ferramentas de gestão de SMS como o AUDICOMP (desvios) e o SIGA (desvios e incidentes) conforme definido no padrão PP-11-00039 – Tratamento de Anomalias do E&P-CORP.

8.2.1 PROCESSO DE INVESTIGAÇÃO E ANÁLISE

8.2.1.1 Coletar os dados disponíveis sobre os incidentes ou desvios sistêmicos e analisá-los, encontrando as causas comuns entre eles.

8.2.1.2 O processo de investigação e análise dos incidentes e desvios sistêmicos pode ser feito com a mesma metodologia utilizada para a investigação dos acidentes (Anexo A).

8.2.1.2 As causas apuradas durante a análise devem ser lançadas no RTA no campo de "Análise das Causas".

8.2.2 RECOMENDAÇÕES DE AÇÕES CORRETIVAS E PREVENTIVAS

8.2.2.1 Para cada causa encontrada deve ser proposta uma ou mais ações corretivas e/ ou preventivas para evitar a ocorrência de eventos ou situações similares ou de mesma natureza.

8.2.3 DOCUMENTAÇÃO DOS RESULTADOS

8.2.3.1 Os resultados da investigação e da análise devem ser documentados num relatório de investigação e análise de incidentes e desvios sistêmicos.

8.2.3.2 Este relatório deve ser elaborado em duas vias sendo uma entregue ao gerente responsável pela formação da comissão e outra para o gerente de SMS do ativo.

8.2.3.3 O Anexo D traz um modelo que deve ser usado como referência para emissão do relatório de investigação e análise de incidentes e desvios sistêmicos. Os itens ali constantes devem ser o mínimo para o relatório.

9 AVALIAÇÃO, APROVAÇÃO, IMPLEMENTAÇÃO E VERIFICAÇÃO DAS AÇÕES CORRETIVAS E PREVENTIVAS

9.1 Avaliação e aprovação das ações corretivas e preventivas

9.1.1 Após a finalização e entrega do relatório de investigação e análise pela comissão de investigação, as propostas de ações corretivas e preventivas devem ser avaliadas pela mesma gerência que foi responsável pela formação da comissão de investigação para aprovação e implementação.

9.1.2 Após a aprovação, as ações corretivas e preventivas devem ser registradas no sistema SIGA pela gerência responsável pelo RTA, que também deverá definir o responsável e o prazo para implantação de cada ação, gerando um plano de ação.

9.2 Verificação da eficácia das ações corretivas e preventivas

9.2.1 A verificação da efetividade das ações corretivas e preventivas implementadas será feita pelo gerente que as implementou e devendo ser aprovada pelo gerente de nível hierárquico imediatamente superior.

9.2.2 A verificação da efetividade das ações corretivas e preventivas deve ser registrada no sistema SIGA pela gerência responsável pelo RTA.

10 DIVULGAÇÃO DOS RESULTADOS

O processo de divulgação dos resultados das investigações abrange tanto os processos conduzidos pela Petrobras quanto os conduzidos pela contratada.

10.1 DIVULGAÇÃO PARA A UN-ES

10.1.1 A divulgação dos relatórios finais de acidentes, doenças ocupacionais,

incidentes com alto potencial e desvios críticos, assim como dos relatórios de incidentes sistêmicos e desvios sistêmicos deve seguir o estabelecido na tabela abaixo:

CLASSE	APRESENTAÇÃO / DIVULGAÇÃO	RESPONSÁVEL
2	- Força de Trabalho da gerência setorial onde foi apropriado o acidente	Gerente Setorial da área onde foi apropriado o acidente
3	- Força de Trabalho da gerência onde foi apropriado o acidente - Comitê de Gestão da UN-ES quando solicitado pelo Gerente Geral	Gerente da área onde foi apropriado o acidente
4	- Força de Trabalho da gerência onde foi apropriado o acidente - Comitê de Gestão da UN-ES	Gerente da área onde foi apropriado o acidente
5	- Força de Trabalho da UN-ES	Gerentes Setoriais
	- Comitê de Gestão da UN-ES	Gerente da área onde foi apropriado o acidente

10.1.2 Para os acidentes envolvendo empresa contratada, seu representante legal deverá estar presente às apresentações.

10.2 DIVULGAÇÃO PARA OUTRAS UNIDADES DA MESMA ÁREA DE NEGÓCIO

10.2.1 O Gerente Geral da UN-ES ficará responsável em encaminhar uma cópia dos Relatórios Finais de Acidentes ou de Doenças Ocupacionais dos eventos de classe 4 e 5 para o Gerente Executivo do SSE, para o Gerente de SMS do E&P-CORP e para o Gerente Executivo da Unidade Corporativa de SMS da Petrobras.

10.3 DIVULGAÇÃO PARA CORPORAÇÃO

10.3.1 Nos eventos de classe 5 (acidentes fatais) o Gerente Geral da UN-ES deve fazer uma apresentação, baseada no Relatório, para o Comitê de Gestão do E&P e, posteriormente, para o Comitê de Negócios da Petrobras.

10.3.2 Após as apresentações acima referidas deve ser feita uma videoconferência na qual o Gerente Geral da UN-ES, explicará o ocorrido, a investigação, os pontos relevantes e as respectivas ações de bloqueio já tomadas, para todas as gerências do Sistema Petrobras.

10.3.3 O desdobramento da videoconferência deve ser feito pelas Gerências Setoriais, para toda a força de trabalho, num prazo de 15 dias. Uma forma de divulgação é através do DSMS (Diálogo de Segurança, Meio Ambiente e Saúde) ou atividade similar.

10.3.4 Cópia da apresentação do acidente será disponibilizada na página do SMS Corporativo, na Petronet (obedecidos os critérios de controle de acesso requeridos para o caso).

10.4 DIVULGAÇÃO PARA A UN-ES DOS ACIDENTES FATAIS OCORRIDOS EM OUTRAS UNIDADES DA PETROBRAS

10.4.1 Após o recebimento do DIP do SMS/CORP confirmando a realização da vídeo conferência o SMS da UN-ES enviará DIP convidando todos os Gerentes da UN para participação na mesma.

10.4.1.1 Os Gerentes do Comitê de Gestão e os Gerentes Setoriais de SMS devem participar da vídeo conferência. Os Gerentes devem indicar quais os Gerentes Setoriais de sua área devem participar da vídeo conferência.

10.4.2 O SMS da UN-ES ficará responsável em registrar a lista de presença dos participantes na vídeo conferência utilizando o formulário do Anexo J.

10.4.3 O SMS/CORP disponibilizará cópia da apresentação do acidente na página do SMS/CORP (<http://www.sms.petrobras.com.br/>), na Petronet com acesso restrito aos gerentes e gerentes setoriais (conforme critérios de controle de acesso definido pelo SMS/CORP).

Nota: A divulgação da apresentação do acidente deve se restringir à área de atuação da Petrobras.

10.4.4 Os Gerentes e os Gerentes Setoriais são responsáveis por divulgar os acidentes fatais para toda a força de trabalho no âmbito de sua gerência. Esta divulgação deve ser realizada num prazo de até 30 dias após o prazo definido no DIP para responder sobre a Análise de Abrangência. Uma forma de divulgação é através do DSMS (Diálogo de SMS) ou atividade similar.

10.4.4.1 As gerências que forem enquadradas na Análise de Abrangência definido no item 11.2 devem realizar uma divulgação detalhada do acidente fatal (apresentando o vídeo ou slides e promovendo um debate). As demais gerências setoriais podem fazer apenas uma divulgação resumida.

10.4.5 A divulgação deve ser registrada utilizando o anexo do padrão (📄) **PG-2E6-00114: DIÁLOGO DE SEGURANÇA, MEIO AMBIENTE E SAÚDE**. Esse registro deve ser arquivado pela gerência setorial responsável pela divulgação por pelo menos 2 anos.

10.5 ALERTA DE SMS

10.5.1 Devem ser emitidos alertas de SMS nas seguintes situações:

- A qualquer momento que sejam detectados fatos relevantes, mesmo que a investigação não tenha sido iniciada;
- Nos casos de acidentes graves;
- Nos casos em que a investigação levar a fatos relevantes (aprendizado), que possam ajudar outras unidades a evitarem ocorrências similares ou de mesma natureza.

10.5.2 O alerta de SMS deve ser emitido conforme modelo do Anexo E, contendo as seguintes informações: descrição do evento, a (s) causa (s) imediata (s), a (s) causa (s) básica (s), principais recomendações, sendo recomendada à inclusão de fotos ilustrativas do evento.

10.4.3 O Alerta deve ser conciso e limitado a uma única folha, escrita somente em um dos lados, e não deve conter identificação do local onde ocorreu o evento, nem o nome das pessoas envolvidas.

10.4.4 Compete ao Gerente responsável pela nomeação da Comissão emitir o Alerta de SMS.

10.4.5 O Alerta de SMS deve ser enviado para a gerência do nível hierárquico imediatamente superior ao da unidade organizacional onde ocorreu o evento, para o SMS do E&P-CORP e para o SMS Corporativo (Gerência de Segurança).

10.4.6 Compete à gerência de SMS da UN-ES divulgar os Alertas de SMS dentro de sua área de atuação.

11 ANÁLISE DE ABRANGÊNCIA

11.1 É obrigatória a análise de abrangência após o recebimento de informações dos resultados dos Relatórios Finais de Investigação de Acidentes e Doenças Ocupacionais para os casos cuja gravidade sejam enquadradas como Classe 4 ou 5.

11.2 Após a divulgação do acidente grave ou fatal através da vídeo conferência o SMS da UN-ES coordenará uma reunião com a participação de representantes do SMS dos ativos, do SOP e do ST para definir as seguintes questões:

- Quais as gerências devem obrigatoriamente fazer a divulgação detalhada do acidente grave ou fatal para toda a força de trabalho sob sua responsabilidade. Para esta definição devem ser abordados dois aspectos: processo (gerências que executam ou fiscalizam processos similares) e causa (gerências afetadas por causas imediatas e básicas similares àquelas que levaram ao acidente).
- Necessidade da adoção de ações de bloqueio emergenciais julgadas pertinentes.
- Qual o conteúdo a serem preenchidas no campo Causas/Recomendações do formulário para Análise de Abrangência (Anexo K).

11.3 O SMS da UN-ES enviará um DIP contendo a apresentação do acidente grave ou fatal para o Gerente dos Ativos e do SOP e para os Gerentes Setoriais de SMS solicitando a análise de abrangência.

11.4 Os Gerentes dos Ativos e do SOP devem promover uma análise de abrangência das causas do acidente, visando detectar a possibilidade de ocorrência similar em sua área de responsabilidade e definir ações preventivas. Esta análise de abrangência deve ser registrada no formulário do **Anexo K** - Formulário para Análise

de Abrangência e Ações de Bloqueio para Acidentes Graves e Fatais.

11.5 A consolidação das análises de abrangência dos Ativos será feito pelas gerências setoriais de SMS e enviada a UN-ES/SMS no prazo de até 20 dias após o envio do DIP solicitando a análise de abrangência.

11.6 O SMS da UN-ES será responsável por registrar no Sistema Integrado de Gestão de Anomalias (SIGA) um Relatório de Tratamento de Anomalia (RTA) para acompanhamento das ações de bloqueio definidas na análise de abrangência.

11.7 Após o registro do Relatório de Tratamento de Anomalia (RTA) o mesmo será repassado para a gerência setorial que será responsável pela Análise, Aprovação, Implantação e Verificação da Eficácia das ações preventivas.

12 ANEXOS

ANEXO A - GUIA PARA DETERMINAÇÃO DAS CAUSAS:



ANEXO A_Guia para determinação das causas.pdf

ANEXO B - GUIA PARA DETERMINAÇÃO DOS ELEMENTOS DE GESTÃO DE



SMS QUE PRECISAM SER MELHORADOS: ANEXO B_ Elementos de Gestão de SMS.pdf

ANEXO C - ITENS MÍNIMOS DO RELATÓRIO DE INVESTIGAÇÃO DE ACIDENTE, DOENÇA OCUPACIONAL, INCIDENTE COM ALTO POTENCIAL E DESVIO CRÍTICO:



ANEXO C_Relatório Acidentes_Doenças_Incidente Alto Potencial_Desvio Crítico.doc

ANEXO D - ITENS MÍNIMOS DO RELATÓRIO DE INVESTIGAÇÃO DE INCIDENTES E DE DESVIOS SISTÊMICOS E INCIDENTES E DESVIOS DE SAÚDE:



ANEXO D_Relatório Incidentes e Desvios Sistêmicos e de Saúde.doc

ANEXO E – ALERTA DE SMS:



ANEXO E - Alerta de SMS.doc

ANEXO F – GUIA PARA CLASSIFICAÇÃO DE ACIDENTES COM IMPACTO NO MEIO AMBIENTE - SOLO:



ANEXO F_Classificação de impacto no meio ambiente_solo.pdf

ANEXO G – GUIA PARA CLASSIFICAÇÃO DE ACIDENTES COM IMPACTO NO MEIO AMBIENTE - ÁGUA:



ANEXO G_Classificação de impacto no meio ambiente_água.pdf

ANEXO H – FICHA PARA CALCULO DE CUSTO DE ACIDENTES E INCIDENTES:



ANEXO H - Ficha para Calculo de Custo do Acidente e Incidente.doc

ANEXO I – ITENS MÍNIMOS DO RELATÓRIO DE INVESTIGAÇÃO DE ACIDENTE FATAL:



ANEXO I - Itens Minimos - Relatorio Acidente Fatal .doc

ANEXO J – LISTA DE PRESENÇA:



ANEXO J - Lista de Presença - VIDEO CONFERÊNCIA ACIDENTES FATAIS.doc

ANEXO K – FORMULÁRIO PARA ANÁLISE DE ABRANGÊNCIA E AÇÕES DE BLOQUEIO PARA ACIDENTES GRAVES E FATAIS:



ANEXO K - Formulário para Análise de Abrangência de Acidente Fatal.doc

SUMÁRIO DE REVISÕES		
REV.	Data	DESCRIÇÃO E/OU ITENS ATINGIDOS
0	22/10/2004	Emissão Original
A	01/12/2005	Alterar as competências relacionadas na Tabela 1 e 2 relacionadas a responsabilidade pela condução das análises de acidentes em função dos resultados atuais alcançados nos indicadores de SMS, especialmente o IMA. Alterar os critérios para classificação de Acidentes com impacto ao meio ambiente, incluindo os anexos ANEXO F – GUIA PARA CLASSIFICAÇÃO DE ACIDENTES COM IMPACTO NO MEIO AMBIENTE - SOLO e ANEXO G – GUIA PARA CLASSIFICAÇÃO DE ACIDENTES COM IMPACTO NO MEIO AMBIENTE - ÁGUA, adequando ao Padrão Coporativo PB-PP-03-00001.
B	17/01/2007	Atualizar inclusão dos acidentes fatais e novas gerências.
C	22/06/2007	<p>Devido a necessidade de registro inicial de dados estatísticos, sugiro indicar necessidade apresentação da caracterização do acidente com lesão (típico com ou sem afastamento, trajeto com ou sem afastamento) neste padrão (8.1.2 REGISTRO INICIAL), para empresas contratadas pois o anexo contratual III ainda determina que a contratada apresente o Relatório de Acidente com Lesão- RAL (Anexo B) em 3 dias úteis, diferentemente do padrão que determina outro modelo de relatório e dá um prazo de 15 dias úteis. O objetivo seria eliminar do anexo contratual este requisito que está sendo redundante e ou conflitante.</p> <p>8.1.2.1 Após um evento classe 2, 3, 4 ou 5 ter sido controlado deve ser feito o registro inicial da ocorrência no sistema SIGA/ RTA num prazo máximo de 72 horas. Este registro deve ser curto e limitado a uma breve descrição dos fatos conhecidos: data, hora, local, tipo de ocorrência, nome da Empresa, nome do acidentado (quando houver), o que aconteceu e as ações tomadas.</p> <p>8.1.2.1.1 No caso de eventos ocorridos com empregados Petrobras qualquer componente da força de trabalho pode fazer o registro no sistema SIGA/ RTA, devendo o Gerente Setorial ou o Supervisor da Área garantir que a ocorrência seja registrada no sistema SIGA/ RTA dentro do prazo previsto.</p> <p>8.1.2.1.2 No caso de eventos ocorridos com empregados das empresas Contratadas qualquer componente da força de trabalho pode fazer o registro da ocorrência no sistema SIGA/ RTA, devendo o Fiscal de Contrato garantir que a ocorrência seja registrada dentro do prazo previsto.</p> <p>8.1.2.3 No caso de Doenças Ocupacionais a Gerência de RH/AM deve comunicar o fato à gerência do empregado envolvido somente após o estabelecimento do nexu causal, confirmando tratar-se de ocorrência ligada ao trabalho.</p>

DOCUMENTOS COMPLEMENTARES ADICIONAIS:

Lista de Distribuição:

Eletrônica:

UN-ES/SMS, UN-ES, UN-ES/APMG-ES, UN-ES/APMG-ES/ISUP, UN-ES/APMG-ES/MI,
UN-ES/APMG-ES/OP-LP-LS, UN-ES/APMG-ES/OP-PC-PER, UN-ES/APMG-ES/PDC,
UN-ES/ATEX, UN-ES/ATEX/AAG, UN-ES/ATEX/ABIG, UN-ES/ATEX/PCE, UN-ES/ATEX/PS,
UN-ES/ATEX/SE, UN-ES/ATEX/SMS, UN-ES/ATP-GLF, UN-ES/ATP-GLF/EE,
UN-ES/ATP-GLF/IP, UN-ES/ATP-GLF/ISUP, UN-ES/ATP-GLF/OP-GLF, UN-ES/ATP-GLF/PDCP,
UN-ES/ATP-GLF/RES, UN-ES/ATP-JUB/CHT, UN-ES/ATP-JUB/CHT/EE,
UN-ES/ATP-JUB/CHT/IP, UN-ES/ATP-JUB/CHT/ISUP, UN-ES/ATP-JUB/CHT/OP-P-34,
UN-ES/ATP-JUB/CHT/PDCP, UN-ES/ATP-JUB/CHT/RES, UN-ES/ATP-JUB/CHT/SMS,
UN-ES/ATP-NC, UN-ES/ATP-NC/CFA, UN-ES/ATP-NC/IP, UN-ES/ATP-NC/ISUP,
UN-ES/ATP-NC/MI, UN-ES/ATP-NC/OP-FAL, UN-ES/ATP-NC/OP-N, UN-ES/ATP-NC/OP-S,
UN-ES/ATP-NC/OS, UN-ES/ATP-NC/PDCP, UN-ES/ATP-NC/RES, UN-ES/ATP-NC/SMS,
UN-ES/CIPA, UN-ES/CSI, UN-ES/PG, UN-ES/PG/PLC, UN-ES/PG/SGO, UN-ES/RH,
UN-ES/RH/AM, UN-ES/RH/AO, UN-ES/RH/ARH, UN-ES/RH/DRH, UN-ES/SMS/CLA,
UN-ES/SOP, UN-ES/SOP/CNTR, UN-ES/SOP/OM, UN-ES/SOP/SG, UN-ES/SOP/SUP,
UN-ES/ST, UN-ES/ST/CER, UN-ES/ST/EE, UN-ES/ST/EISA, UN-ES/ST/EMI, UN-ES/ST/EP,
UN-ES/ST/RCCP, UN-ES/ST/SPPO

Deve-se dar prioridade à consulta a padrões através do SINPEP, evitando a sua impressão

Impressa:

Destinatários

*** ÚLTIMA FOLHA DO PADRÃO ***

Anexo X - PE-2E6-00272 – Gestão de Mudanças na UN-ES

Título

GESTÃO DE MUDANÇAS NA UN-ES

Órgão aprovador:	UN-ES	Cópia X	Data de implantação: 28/06/2007
Órgão gestor:	UN-ES/SMS		Assinatura: Marcio Felix Carvalho Bezerra

1 OBJETIVO

Estabelecer responsabilidades e metodologia para o Gerenciamento de Mudanças de modo a assegurar que os riscos potenciais associados a uma mudança sejam identificados e controlados nas instalações sob a responsabilidade da UN-ES.

2 DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA

- N – 2162 - Permissão para Trabalho ([link](#))
- N – 1710 - Codificação de Documentos Técnicos de Engenharia ([link](#))
- N – 2064 - Emissão e Revisão de Documentos de Projeto ([link](#))
- PG – 03-00006 - Gestão de SMS – Diretriz 6 – Gestão de Mudança ([link](#))
- PG - 03-00003 - Avaliação e Gestão de Risco ([link](#))
- PG – 03-00008 - Gestão de SMS – Diretriz 8 – Gestão de Capacitação, Educação e Conscientização ([link](#))
- PG – 1E1-00144 - Padrão Gerenciamento de Mudanças no E&P ([link](#))
- PP – 1F-00005 - Gerenciamento de Mudanças na Engenharia de Poço do E&P ([link](#))

3 DOCUMENTOS COMPLEMENTARES

- PP – 2E6-00054 - Avaliação e Gestão de Riscos ([link](#))
- PG – 2E6-00061 - Permissão para Trabalho ([link](#))
- PG – 2E6-00091 - Identificação de Necessidades de Treinamento e Desenvolvimento dos Empregados da UN-ES ([link](#))
- PG – 2E6-00013 - Treinamento em Segurança, Meio Ambiente e Saúde ([link](#))
- PE – 2E6-00161 - Treinamento no Local de Trabalho-TLT ([link](#))
- PP– 2E6-00046 - Captação e Alocação de Pessoas ([link](#))
- PG – 2E6-00130 - Glossário SMS ([link](#))

4 DEFINIÇÕES E SIGLAS

**Substituição de mesma natureza (não é mudança)
Mudança**

Mudança na Instalação
Mudança na Tecnologia
Mudança na Força de Trabalho
Força de Trabalho
Mudança Sutil
SIGM
GIM
FAM
FAPP
FAMS
Alocação
Ambientação
Capacitação
Conscientização
Treinamento
IN
SINT-ES

As demais definições aplicáveis a este padrão encontram-se no Glossário de SMS ([link](#) )

5 ABRANGÊNCIA

Este padrão se aplica às gerências responsáveis pelas instalações e atividades de operação e produção de E&P-UN-ES da PETROBRAS e aplicado a toda a força de trabalho.

6 DIRETRIZES GERAIS

6.1 - MUDANÇA DE TECNOLOGIA / INSTALAÇÃO

6.1.1 O processo de Gestão de Mudanças deve incluir sequencialmente as etapas descritas abaixo:

a) Identificar - Identificar e caracterizar a mudança utilizando a GIM (SIGM / Anexo B). No caso de dúvida na caracterização da mudança, consultar o documento "Exemplos para caracterização de Mudanças" apresentado no **anexo H** deste padrão.

b) Avaliar e Planejar - Autorizar a análise da mudança com a emissão do FAM (SIGM / Anexo C); Definir a equipe multidisciplinar para a análise da mudança (com participação de pessoal capacitado, bem como de especialista quando este for necessário); Identificar perigos e requisitos legais aplicáveis à mudança;

Identificar impactos causados pela mudança, através da condução de análise de risco recomendada pelo padrão PP – 26-00054 - Avaliação e Gestão de Riscos (APR / HAZOP/ etc) e recomendar ações para controle, minimização e eliminação dos riscos identificados; Identificar e recomendar necessidades de comunicação e treinamentos; Identificar e recomendar necessidades de revisão de procedimentos e planos de emergência; Levantar custos decorrentes da mudança. Se identificado na análise, indicar a necessidade de análise de pré-partida com a emissão de FAPP (SIGM / Anexo D); Elaborar plano de ação para atendimento as recomendações impeditivas.

c) Autorizar - Aprovar gerencialmente a mudança, analisando os benefícios e custos decorrentes; Aprovar as recomendações da análise da mudança apresentadas no FAM e autorizar a implementação das medidas de mitigação dos riscos, assegurando que as recomendações impeditivas sejam concluídas antes da efetivação da mudança.

d) Implementar - Executar as recomendações impeditivas e não impeditivas indicadas no FAM e, se for o caso, no FAPP para a mitigação dos riscos e impactos decorrentes da mudança, dentro dos prazos previamente estipulados; Atualizar e disponibilizar documentação técnica associada a mudança (como mapas, plantas, desenhos técnicos, procedimentos, planos de emergência, etc); Capacitar e treinar todos aqueles cujas atividades venham a ser alteradas pela mudança; Acompanhar execução do plano de ação para atendimento as recomendações impeditivas; Arquivar todos os documentos gerados no processo de análise da mudança; Executar a mudança.

e) Concluir - Verificar o atendimento a todas as recomendações impeditivas e não impeditivas indicadas no FAM e no FAPP; avaliar resultados da mudança, considerando os riscos de SMS identificados e as recomendações implantadas para reduzir esses riscos; Comunicar a mudança implementada às Gerências que possam ser impactadas; Encerrar a mudança; Verificar e registrar a eficácia da mudança, após o encerramento de sua implantação; Realizar análise crítica, caso os objetivos previstos não tenham sido alcançados.

6.1.2 O processo de Gestão de Mudança na UN-ES é apresentado detalhadamente no fluxograma contido no **anexo A** deste padrão.

6.1.3 Identificação da Mudança – quando houver necessidade de alteração em situação existente em uma instalação, atividade ou operação, deve-se avaliar, conforme fluxograma – **Anexo A**, se ela caracteriza uma mudança. Para isto, deve ser preenchida a Guia de Identificação de Mudanças (GIM), apresentada no Sistema Integrado de Gerenciamento de Mudanças – SIGM ou no Anexo B deste padrão. A mudança será caracterizada se houver pelo menos uma resposta afirmativa às perguntas contidas na GIM. No caso de dúvida na caracterização da mudança, consultar o documento "Exemplos para caracterização de Mudanças" apresentado no **anexo H** deste padrão.

Nota: O comissionamento parcial ou a operação parcial de uma instalação deve ser tratado sob a lógica do processo de gestão de mudanças. Deverá ser preenchida a GIM e, caso seja caracterizada mudança, deverá ser dado seguimento ao processo de gestão de mudança.

6.1.4 Avaliação, Análise e Planejamento da Mudança – os impactos e os riscos em SMS oriundos da mudança devem ser avaliados. Esta avaliação será efetuada por meio do preenchimento do Formulário de Análise de Mudança (FAM), apresentado no Sistema Integrado de Gerenciamento de Mudanças – SIGM e no Anexo C deste padrão. Nesta etapa, são identificadas as ações mínimas a serem executadas para que as mudanças sejam implementadas de maneira segura (gerenciamento dos riscos da mudança).

6.1.4.1 Para preenchimento do FAM deve ser constituída uma **equipe multidisciplinar** com no mínimo 3 (três) pessoas: sendo 1 membro o coordenador nomeado pelo gerente setorial responsável, o segundo membro seja preferencialmente uma pessoa treinada em APR/HAZOP e o terceiro membro seja preferencialmente um profissional de SMS.

Na definição da composição da equipe multidisciplinar, conforme as características da mudança, será avaliada a necessidade de participação de especialistas capacitados para a análise da mudança. A qualificação do especialista será feita em função dos requisitos de capacitação profissional do cargo indicados no processo seletivo de empregados Petrobras e complementados pelos cursos de formação, conforme padrão PP-2E6-00046 -Captação e Alocação de Pessoas (RH/ARH); a qualificação de especialistas contratados será feita em função dos requisitos de capacitação profissional presente no contrato de prestação de serviço.

6.1.4.2 A **avaliação e a gestão de riscos** envolvidos em uma mudança devem ser tratados conforme orientações estabelecidas no padrão PP-2E6-00054-Gestão e Avaliação de Riscos. Devem ser avaliados os riscos de execução dos serviços para a implantação da mudança e também os riscos potenciais da mudança.

Nota: As mudanças de tecnologia e de instalação, assim como as mudanças sutis, potencialmente invalidam avaliações de riscos anteriores, pois podem alterar qualitativa e/ou quantitativamente os perigos e riscos. Portanto, devem ser realizadas novas avaliações de risco para cobrir os cenários e situações alteradas pela mudança.

6.1.4.3 O processo de Gestão de mudanças não dispensa a utilização da Permissão para Trabalho (PT), conforme padrão PP 26-00061-Permissão para Trabalho.

6.1.4.4 Caso a equipe multidisciplinar de análise da mudança tenha identificado a necessidade de ações de pré-partida, deve ser utilizado o **Formulário de Análise**

Pré-Partida (FAPP) apresentado no Sistema Integrado de Gerenciamento de Mudanças – SIGM e no Anexo D deste padrão.

6.1.4.5 Em relação a Análise de Risco gerada para análise da mudança, deve ser seguida a seguinte orientação:

- o documento de análise de risco deve ser anexado ao FAM da respectiva mudança;
- uma cópia física ou eletrônica do documento de análise de risco deve ser codificada, conforme orientações da Norma Petrobras N-1710 (Codificação de Documentos Técnicos de Engenharia) e encaminhada à área de Informação e Documentação Técnica da Petrobras em Vitória (TI/TI-E&P/TIDT-ES) para arquivamento no **SINDOTEC**;
- as recomendações de ações impeditivas e não impeditivas, indicadas na análise de risco, assim como o(s) plano(s) de ação elaborado para atendimento à essas recomendações, devem ser registrados no módulo "APR/HAZOP" do **SMSNet**.

6.1.4.6 Todas as **comunicações** emitidas informando a mudança e todos os **treinamentos/capacitação** aplicados, conforme necessidades identificadas na análise da mudança, devem ser devidamente registrados e anexados ao FAM como comprovação de realização.

6.1.5 As **mudanças temporárias** devem ter seus prazos de restituição a condição normal controlados. Em caso de necessidade de postergação de prazo, as justificativas devem ser registradas no FAM. Se ocorrer estabelecimento de novo prazo, deve ser feita reavaliação dos riscos e obtida aprovação do gerente responsável pela aprovação inicial.

6.1.6 No caso de **mudanças submetidas e não aprovadas** total ou parcialmente por órgãos externos (IBAMA, ANP, Classificadora, etc) compete à gerência responsável pelo local onde será realizado o serviço definir a reanálise do processo de mudança, determinando revisão da GIM e FAM pertinentes.

6.1.7 Caso, no processo de análise da mudança, seja identificado que a mesma acarretará em alterações nos processos e instalações de outras atividades e órgãos os representantes destas devem participar da análise da mudança e, a partir das informações obtidas, contemplá-las em seus projetos ou, se for o caso, gerenciar as mudanças necessárias em seus processos.

6.1.8 Treinamento – durante a aplicação do processo de Gerenciamento de Mudanças, o Gerente Setorial ou responsável designado por ele deve identificar os empregados cujas atividades serão alteradas em consequência da mudança efetuada, providenciando seu treinamento e capacitação, para que operem o sistema com segurança na nova situação.

6.1.9 Tendo em vista que boa parte das atividades operacionais de exploração e produção são realizadas por meio da **contratação de equipamentos, embarcações e serviços**, existe a possibilidade de mudanças nas instalações, na tecnologia, na força de trabalho ou no escopo dos serviços das empresas contratadas. Nestes casos, cabe as gerências da UN-ES exercer influência em suas contratadas, garantindo contratualmente que as mesmas gerenciem seu processo de mudanças e que evidenciem a etapa de identificação de impactos e de riscos relacionados.

Nota: No caso específico de serviços de Engenharia de Poço da UN-ES serão seguidas as orientações do padrão PP-1F-00005 Gerenciamento de Mudanças na Engenharia de Poço do E&P.

6.1.10 No caso específico das unidades flutuantes (exemplo: plataformas FPSO), com objetivo de verificar impactos na conformidade legal e na classificação da unidade, para cada projeto / execução de modificações na unidade flutuante além do preenchimento da GIM e do FAM no sistema SIGM também deve ser providenciado no sistema **GFIC** (Sistema Gerenciador de Impactos na Classificação) o preenchimento do **FIC** (Formulário de Identificação de Impactos na Classificação).

6.1.11 RESPONSABILIDADES

a) Ao Coordenador/Supervisor da área onde será realizada a mudança, cabe:

- solicitar alterações permanentes ou temporárias em relação a uma situação existente em uma instalação, atividade ou operação e identificar mudanças;

b) Ao Gerente Setorial da área onde será realizada a mudança, cabe:

- se necessário, solicitar alterações permanentes ou temporárias em relação a uma situação existente em uma instalação, atividade ou operação e identificar mudanças;

- autorizar e definir a equipe multidisciplinar de análise da mudança, analisar benefícios e custos decorrentes, aprovar, implantar e acompanhar a mudança,

confirmar a remoção de todas as condições impeditivas identificadas e encerrar a mudança, conforme descrito nas atividades do fluxograma no **Anexo A** deste padrão;

- comunicar aos responsáveis pela elaboração e emissão de documentação técnica, procedimentos, matriz de capacitação, planos de contingência e registros de aspectos e impactos, que sejam afetados pela mudança para que revisem estes documentos, visto que mudanças potencialmente invalidam avaliações de riscos anteriores e podem alterar qualitativa e/ou quantitativamente os perigos e riscos anteriormente definidos, podendo transferir essa atribuição à pessoa oficialmente delegada;

- planejar e implementar todos os treinamentos recomendados na análise da mudança, podendo transferir essa atribuição à pessoa oficialmente delegada;

- assegurar a atualização, o correto preenchimento e o arquivamento dos registros e da documentação técnica gerados na mudança, conforme orientações contidas neste padrão, podendo transferir essa atribuição à pessoa oficialmente delegada;

- encerrar oficialmente a mudança e posteriormente verificar a eficácia para conferir se o objetivo previsto foi alcançado. No caso do objetivo previsto não ter sido alcançado, realizar a análise crítica da mudança.

Nota: Os Gerentes, inclusive o Gerente Geral, poderão gerenciar mudanças nas suas áreas de atuação.

c) A equipe multidisciplinar de análise da mudança, cabe:

- analisar tecnicamente a necessidade da mudança solicitada;

- identificar todos os riscos envolvidos e ações necessárias para a minimização e/ou bloqueio dos riscos, inclusive a necessidade de análise de pré-partida;

- identificar necessidades de revisão de elaboração/revisão de desenhos técnicos e de *asbuilt*, plantas de instalação/equipamento, mapas de risco, plano de emergência, padrões e demais documentos técnicos que tenham sido impactados com a mudança, assim como providenciar a revisão destes documentos;

- identificar necessidades de comunicação e de treinamentos oriundas da análise da mudança.

d) Ao Coordenador da análise da mudança no FAM, cabe:

- Coordenar a equipe multidisciplinar na análise da mudança e comunicar ao Gerente Setorial os resultados da análise, preenchendo os itens do FAM e anexando os documentos gerados na análise.

e) Responsabilidades de Gestão da Mudança no Sistema SIGM:

- Responsabilidades conforme a função designada no cadastro de autorizados do SIGM. As responsabilidades atribuídas a cada função estão descritas na Matriz de Responsabilidades do Processo de Gestão de Mudanças no Sistema SIGM, contida no **Anexo G** deste padrão.

6.2 MUDANÇA SUTIL

6.2.2 A mudança será considerada como mudança sutil de instalação se **NÃO HOUVER** marcação na coluna "SIM" para todos os itens contidos na GIM. A classificação de uma mudança como Mudança Sutil e sua respectiva aprovação são responsabilidade do Gerente Setorial. Alguns exemplos de mudanças sutis são: a mudança de posição de biombos ou divisórias, a colocação de armários no corredor do prédio administrativo, a montagem de ramal provisório de ar de instrumento para uma válvula de controle devido a obstrução do original.

6.2.4 A mudança definida como mudança sutil, mesmo que temporária, deve ser registrada e acompanhada no **Formulário de Análise de Mudanças Sutis (FAMS)**, contido no **Anexo E**.

6.2.5 Para a mudança sutil deve ser aplicado o **procedimento** abaixo:

- a) Identificar se o serviço é apenas uma mudança sutil na instalação, através do preenchimento da GIM. A mudança será considerada como mudança sutil de instalação se **NÃO HOUVER** marcação na coluna "SIM" para todos os itens contidos na GIM;
- b) Encaminhar a GIM à autorização do Gerente Setorial responsável pela instalação onde será realizado o serviço;
- c) Emitir o Formulário de Análise de Mudanças Sutis (**FAMS**), contido no **Anexo E** deste padrão, observando as orientações de preenchimento dos campos iniciais;
- d) Encaminhar o formulário FAMS à autorização do Gerente Setorial responsável pela instalação onde será realizado o serviço;
- e) Formar equipe de análise da mudança;
- f) Avaliar os riscos e impactos da mudança sutil;
- g) Preencher integralmente o Formulário de Análise de Mudanças Sutis (**FAMS**), contido no **Anexo E** deste padrão, observando suas orientações de preenchimento;
- h) Obter a aprovação oficial do Gerente Setorial no FAMS (colhendo a assinatura de aprovação no campo correspondente). No caso de plataforma, o GEPLAT é o responsável pela aprovação oficial da mudança sutil;

- i) Executar as ações indicadas na análise de mudança sutil do FAMS;
- j) Providenciar a elaboração e/ou atualização de toda a documentação associada a mudança sutil;
- l) Comunicar a mudança sutil à força de trabalho identificada na análise da mudança;
- m) Treinar a força de trabalho identificada na análise da mudança;
- n) Verificar a implementação das ações recomendadas no FAMS para a mudança sutil;
- o) Realizar a mudança sutil;
- p) Encerrar a mudança sutil no FAMS;
- q) Arquivar o formulário FAMS em arquivo físico com indexação e prazo determinados na tabela de registros do item 8.1;

7 MUDANÇA NA FORÇA DE TRABALHO

As mudanças na Força de Trabalho da UN-ES devem seguir os critérios relacionados abaixo, de forma garantir níveis mínimos de experiência, conhecimento e aptidão da força de trabalho, necessários para atender aos requisitos de SMS das atividades e operações desenvolvidas, além de prover a integração das pessoas nos processos de forma assegurar sua adaptação ao ambiente de trabalho e de atender os requisitos das habilidades e conhecimentos específicos para cada função existente, de acordo com matriz de capacitação.

7.1 Os riscos associados às mudanças na força de trabalho, envolvendo empregados Petrobras ou contratados, devem ser avaliados antes da implantação da mudança para identificar eventual perda de experiência e/ou de conhecimento.

7.2 O Gerente setorial ou pessoa por ele designada deve planejar ações de capacitação, educação específica e conscientização de empregado/contratado para exercer atividades previstas e potenciais antes da implantação da mudança na força de trabalho.

7.3 A matriz de tratamento de mudança de empregados Petrobras, apresentada abaixo, fornece orientação em relação às ações a serem consideradas no planejamento de acordo com a situação relacionada à mudança; o empregado deve receber o tratamento identificado na situação em que for enquadrado.

SITUAÇÃO	TRATAMENTO A SER APLICADO	
	AMBIENTAÇÃO OPERACIONAL	TREINAMENTO ESPECÍFICO (NOS PADRÕES OPERACIONAIS)
Empregado novo (Admissão)	SIM	SIM
Empregado transferido (Trasferência de entrada: interna ou externa)	SIM	SIM
Empregado reclassificado (Reclassificação por processo seletivo)	SIM	SIM
Retorno ao trabalho após 6 meses de afastamento	SIM	SIM
Retorno ao trabalho após 3 a 6 meses de afastamento	NÃO	SIM
Mudança de função (Gerência diferente da origem)	SIM	SIM
Mudança de função (Mesma Gerência de origem)	NÃO	SIM

7.4 As mudanças na força de trabalho relacionadas a empregados Petrobras, que envolvam admissão, transferência de entrada (interna ou externa), reclassificação readaptação profissional, mudança de atividade/função (por promoção ou por nomeações para funções gratificadas) e retorno ao trabalho após licença e/ou cessão, devem atender aos seguintes critérios:

- a) Todas as mudanças citadas acima devem ser previamente analisadas pela gerência do empregado;
- b) As mudanças na força de trabalho que requeiram capacitação específica deverão ser negociadas pela gerência com a área de Recursos Humanos (RH/DRH), previamente à sua implementação;
- c) Nas admissões, reclassificações, readaptações e retorno de licenças médicas superiores a 30 dias é imprescindível a participação e posicionamento formal da área médica, atestando a aptidão ocupacional do empregado através da emissão do ASO (Atestado de Saúde Ocupacional);
- d) No caso de admissão, transferência, reclassificação, readaptação, mudança de função (por promoção ou por nomeação para funções gratificadas), cabe a área de Recursos Humanos-RH a responsabilidade de controlar o atendimento aos requisitos normativos e legais do processo;
- e) Nas admissões e transferências de entrada de pessoal (transferências internas ou externas) em instalações terrestres ou marítimas, é obrigatória a aplicação de curso de Ambientação Operacional específica para a área onde o empregado irá atuar. O conteúdo mínimo para curso de **Ambientação Operacional** consta no **Anexo F** do presente padrão.

Cabe ao Gerente Setorial (da área onde o empregado irá atuar) ou pessoa por ele designada, a elaboração do conteúdo final e roteiro da Ambientação Operacional, assim como as providências para sua aplicação antes do início das atividades do empregado, o envio do registro de sua aplicação ao RH/DRH (Lista

de Presença na Ambientação Operacional, contendo local, data de aplicação e assinatura empregado) e o arquivamento físico de cópia deste registro em sua gerência.

f) O treinamento específico do empregado nos padrões operacionais das atividades que desempenhará deve ser registrado no SINPEP e a capacitação dos empregados para o exercício do seu cargo/função deve ser planejada através de Identificação de Necessidade (IN) no sistema SINT-ES.

7.5 Na recepção de novos integrantes à força de trabalho contratada em áreas operacionais terrestres ou marítimas, é obrigatória a aplicação de curso de Ambientação Operacional específica para as instalações e áreas onde o contratado irá atuar. O conteúdo para curso de **Ambientação Operacional** dos contratados deve atender ao conteúdo mínimo do **Anexo F** do presente padrão. Cabe ao Gerente Setorial (da área operacional onde o contratado o irá atuar), ou pessoa por ele designada, as providências para a aplicação prévia ao início das atividades do contratado, assim como o registro de sua aplicação em Lista de Presença da Contratada (contendo local, data de aplicação e identificação/assinatura do contratado) e o arquivamento de cópia deste registro em sua gerência. O treinamento específico do contratado nos padrões operacionais das atividades que desempenhará deve ser registrado em Lista de Presença da contratada (contendo nome do padrão, data, local de aplicação e identificação/assinatura do contratado) arquivado na gerência setorial responsável.

7.6 As necessidades de tratamento/treinamento indicadas na avaliação da mudança, assim como o resultado da(s) respectiva(s) ação(ões) de implementação devem ser registradas no módulo de Mudanças na Força de Trabalho do SIGM pelo gerente setorial ou pessoa por ele designada como responsável direto pelo empregado/contratado (Coordenador/Supervisor). Este registro deve conter informações sobre a situação, o parecer inicial e o parecer final correspondente à mudança tratada.

7.7 A mudança na força de trabalho deve abranger sequencialmente as seguintes etapas:

- identificação da mudança na força de trabalho a ser tratada;
- identificação dos riscos e das ações de tratamento necessárias para implementação da mudança, conforme a situação de mudança na força de trabalho (ver orientações do item 7.3, 7.4 e 7.5 deste padrão);
- registro no SIGM da mudança na força de trabalho, do parecer inicial e do tratamento a ser aplicado pelo responsável direto do empregado/contratado (Gerente Setorial/Coordenador/Supervisor responsável);
- registro do parecer final após a aplicação do tratamento implementado pelo responsável direto do empregado/contratado (Gerente Setorial/Coordenador/

Supervisor responsável) no SIGM;

Nota: Os Gerentes, inclusive o Gerente Geral, poderão gerenciar mudanças na força de trabalho nas suas áreas de atuação.

7.8 No Sistema SIGM as responsabilidades estão definidas conforme a função designada na tabela de cadastro de autorizados do sistema. As responsabilidades atribuídas a cada função estão descritas na Matriz de Responsabilidades do Processo de Gestão de Mudanças no Sistema SIGM, contida no **Anexo G** deste padrão.

8 REGISTROS E ARQUIVAMENTO

8.1 REGISTROS E FORMA DE ARQUIVAMENTO

Identificação	Acesso	Origem	Local do Arquivo	Indexação	Retenção	Disposição
Formulário Guia de Identificação de Mudança – GIM	Livre	PE-2E6-00272-Gerenciamento de Mudanças	Sistema SIGM - Lotus Notes (*antes de JUN/2007 arquivo físico na Gerência onde foi realizada a mudança)	Por Gerência Setorial/ instalação	Mínimo de 10 anos (contados a partir da data de encerramento da mudança)	Para registro físico: Picotagem / Não aplicável para registro eletrônico
Formulário de Análise de Mudança – FAM	Livre	PE-2E6-00272-Gerenciamento de Mudanças	Sistema SIGM - Lotus Notes (*antes de JUN/2007 arquivo físico na Gerência onde foi realizada a mudança)	Por Gerência Setorial/ instalação	Mínimo de 10 anos (contados a partir da data de encerramento da mudança)	Para registro físico: Picotagem / Não aplicável para registro eletrônico
Formulário de Análise de Pré-Partida – FAPP	Livre	PE-2E6-00272-Gerenciamento de Mudanças	Sistema SIGM - Lotus Notes (*antes de JUN/2007 arquivo físico na Gerência onde foi realizada a mudança)	Por Gerência Setorial/ instalação	Mínimo de 10 anos (contados a partir da data de encerramento da mudança)	Para registro físico: Picotagem / Não aplicável para registro eletrônico
Formulário de Análise de Mudança Sutil – FAMS	Livre	PE-2E6-00272-Gerenciamento de Mudanças	Arquivo físico na Gerência onde foi realizada a mudança na Gerência onde foi realizada a mudança.	Por Gerência Setorial/ instalação	Mínimo 2 anos (contados a partir da data de encerramento da mudança)	Para registro físico: Picotagem
Formulário eletrônico de registro de Mudança na Força de Trabalho	Livre	PE-2E6-00272-Gerenciamento de Mudanças	Sistema SIGM - Lotus Notes (implantado a partir de JUN/2007)	Por Gerência Setorial/ instalação	Mínimo 10 anos (contados a partir da data de encerramento da mudança)	Não aplicável para registro eletrônico
Lista de Presença em Ambientação Operacional (Mudança na Força de Trabalho)	Gerência Setorial responsável	PE-2E6-00272-Gerenciamento de Mudanças	Arquivo físico na Gerência Setorial onde foi realizada a mudança	Por Gerência Setorial/ instalação	Mínimo 10 anos (contados a partir da data de encerramento da mudança)	Para registro físico: Picotagem
Lista de Presença em treinamentos específicos (Mudança na Força de Trabalho)	Gerência Setorial responsável	PE-2E6-00272-Gerenciamento de Mudanças	Arquivo físico na Gerência Setorial onde foi realizada a mudança	Por Gerência Setorial/ instalação	Mínimo 10 anos (contados a partir da data de encerramento da mudança)	Para registro físico: Picotagem

8.2 ARQUIVAMENTO DA DOCUMENTAÇÃO TÉCNICA

A documentação técnica gerada (como por exemplo análise de risco, desenhos, plantas, mapas) ou atualizada pelo processo da mudança deve ser arquivada no SINDOTEC.

Nota: No caso de plataforma flutuante (FPSO e FSO) também deverá ser

obedecido o item 6.1.10.

9 CONTROLES

O acompanhamento do processo de Gestão de Mudanças será realizado pelas Gerências Setoriais envolvidas e pelo UN-ES/SMS através dos seguintes mecanismos de controle:

- a)- Auditoria Interna do sistema integrado de SMS;
- b)- Inspeções planejadas de SMS;
- c)- Acompanhamento do processo pela Gerências Setoriais através das variáveis geradas pelo SIGM;
- d)- Acompanhamento do processo pela UN-ES/SMS através das variáveis geradas pelo SIGM;
- e)- O Comitê de Gestão acompanhará o processo através da análise crítica do Sistema de Gestão de SMS;

10 ANEXOS

Anexo A – Fluxograma detalhado do processo de Gerenciamento de Mudanças (Tecnologia / Instalação)



ANEXO A - Fluxo detalhado Gerenciamento de Mudanças 02-05.xls

Anexo B – Guia para Identificação de Mudanças-GIM (*)



ANEXO B - Formulário GIM.doc

Anexo C – Formulário de Análise de Mudanças-FAM (*)



ANEXO C - Formulário FAM.doc

Anexo D – Formulário de Análise de Pré-partida-FAPP (*)



ANEXO D -- Formulário FAPP.doc

Anexo E – Formulário de Análise de Mudanças Sutis (FAMS)



ANEXO E - Formulário FAMS.doc

Anexo F – Ambientação Operacional - conteúdo mínimo



ANEXO F - AMBIENTAÇÃO OPERACIONAL 02-05.doc

Anexo G – Matriz de Responsabilidade em GM / SIGM



ANEXO G - MATRIZ DE RESPONSABILIDADE EM GM-SIGM.xls

Anexo H – Exemplos para caracterização de mudanças



ANEXO H - Exemplos para caracterização de mudanças.doc

(*) Estes anexos são utilizados apenas em instalações sem disponibilidade de sistema informatizado – SIGM; neste caso, os formulários preenchidos devem ser mantidos em arquivos físicos, conforme indexação e prazo determinados na tabela de registros - item 8.1 deste documento. Na instalação marítima/terrestre em que o sistema SIGM estiver implantado, é obrigatório o registro de mudança diretamente neste sistema (seja esta mudança na tecnologia ou na instalação ou na força de trabalho).

SUMÁRIO DE REVISÕES		
REV.	Data	DESCRIÇÃO E/OU ITENS ATINGIDOS
0	30/09/2002	Emissão Original
A	07/04/2003	Revisão para atualização e treinamento do pessoal de campo
B	02/10/2003	atualização do padrão
C	10/10/2003	Inclusão de gerencias
D	28/04/2005	Inclusão de gestão de mudança de pessoas
E	01/06/2006	Mudança do órgão gestor. Inclusão no item 2 - Documentos complementares - de referência ao padrão E&P-PP - 01F- 00004 - Gerenciamento de Mudanças na Engenharia de Poço do E&P, itens 2.4, 2.5, 2.6 e anexo I. Atualizada a lista de gerências da UN-ES que estava defasada.
F	18/06/2007	Inclusão de referência ao GFIC (Gerenciamento de Ficha de Impacto de Classificação). Sugestão de Caruso (E&P-ENGP) de transformar o padrão atual em PP (Padrão de Processo) e alterar itens conflitantes com o Padrão Corporativo de Gestão de Mudanças). Em março de 2007 revisão geral do conteúdo e inclusão de Mudança na Força de Trabalho, Mudança Sutil, anexos com fluxos do processo e conteúdo mínimo da ambientação.
G	28/06/2007	Composição de equipe multidisciplinar e postos de trabalho.

DOCUMENTOS COMPLEMENTARES ADICIONAIS:

Lista de Distribuição:

Eletrônica:

UN-ES, UN-ES/APMG-ES, UN-ES/APMG-ES/ISUP, UN-ES/APMG-ES/MI, UN-ES/APMG-ES/OP-LP-LS, UN-ES/APMG-ES/PDC, UN-ES/ATEX, UN-ES/ATEX/AAG, UN-ES/ATEX/ABIG, UN-ES/ATEX/PCE, UN-ES/ATEX/PS, UN-ES/ATEX/SE, UN-ES/ATEX/SMS, UN-ES/ATP-GLF, UN-ES/ATP-GLF/ISUP, UN-ES/ATP-GLF/OP-GLF, UN-ES/ATP-GLF/PDCP, UN-ES/ATP-GLF/RES, UN-ES/ATP-JUB/CHT, UN-ES/ATP-JUB/CHT/EE, UN-ES/ATP-JUB/CHT/IP, UN-ES/ATP-JUB/CHT/ISUP, UN-ES/ATP-JUB/CHT/OP-P-34, UN-ES/ATP-JUB/CHT/PDCP, UN-ES/ATP-JUB/CHT/RES, UN-ES/ATP-JUB/CHT/SMS, UN-ES/ATP-NC, UN-ES/ATP-NC/CFA, UN-ES/ATP-NC/IP, UN-ES/ATP-NC/ISUP, UN-ES/ATP-NC/OP-FAL, UN-ES/ATP-NC/OP-N, UN-ES/ATP-NC/OP-S, UN-ES/ATP-NC/OS, UN-ES/ATP-NC/PDCP, UN-ES/ATP-NC/RES, UN-ES/ATP-NC/SMS, UN-ES/CIPA, UN-ES/PG, UN-ES/PG/PLC, UN-ES/PG/SGO, UN-ES/RH, UN-ES/RH/AM, UN-ES/RH/AO, UN-ES/RH/ARH, UN-ES/RH/DRH, UN-ES/SMS, UN-ES/SMS/CLA, UN-ES/SOP, UN-ES/SOP/CNTR, UN-ES/SOP/OM, UN-ES/SOP/SG, UN-ES/SOP/SUP, UN-ES/ST, UN-ES/ST/CER, UN-ES/ST/EE, UN-ES/ST/EMI, UN-ES/ST/EP, UN-ES/ST/RCCP

Deve-se dar prioridade à consulta a padrões através do SINPEP, evitando a sua impressão

Impressa:

Destinatários

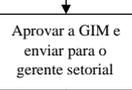
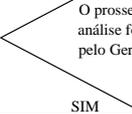
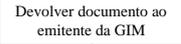
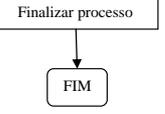
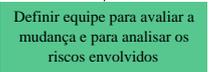
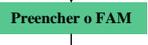
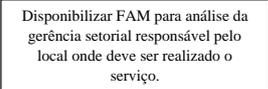
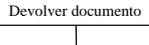
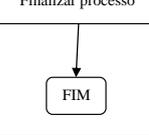
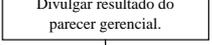


***** ÚLTIMA FOLHA DO PADRÃO *****



FLUXOGRAMA DO PROCESSO DE GESTÃO DE MUDANÇA NA UN-ES (MUDANÇA DE TECNOLOGIA E DE INSTALAÇÃO)

N.º	Fluxograma	Responsável (quem)	Como executar	Local (onde)	Quando	Porque
1	INÍCIO					
2	Identificar a necessidade do serviço	Qualquer colaborador	usar os 5 sentidos	Em qualquer instalação	A qualquer momento	Para incorporar melhorias na atividade
3	<p>A necessidade do serviço foi ratificada?</p> <p>NÃO → FIM</p> <p>SIM</p>	Gerente e/ou coordenador responsável pelo local onde deve ser realizado o serviço. Obs: no caso de plataformas, o gerente imediato é o Geplat.	Avaliar questões como oportunidade, custo x benefício, impacto em outras frentes de serviço, alocação de recursos, etc...	No setor / instalação onde deverá ocorrer o serviço	Antes de iniciar o serviço	Filtrar a demanda de serviços de modo a autorizar apenas serviços essenciais.
4	<p>Há dúvidas se o serviço a ser executado é simples substituição?</p> <p>NÃO → O serviço não é uma mudança.</p> <p>SIM</p>	Gerente e/ou coordenador responsável pelo local onde deve ser realizado o serviço. Obs: no caso de plataformas, o gerente imediato é o Geplat.	Verificar exemplos no documento "Exemplos para Caracterização de Mudanças (anexo H do padrão de Gestão de Mudanças). Garantir que tenha usado o exemplo que mais se enquadre.	No setor / instalação onde deverá ocorrer o serviço	Após concluir a comparação	Aplicar corretamente a diretriz de avaliação de mudanças.
5	<p>Autorizar a execução do serviço</p> <p>FIM</p>	Gerente imediato responsável pelo local onde deve ser realizado o serviço. Obs: no caso de plataformas, o gerente imediato é o Geplat.	Autorizar a abertura de NOTA DE MANUTENÇÃO (SAP), inserindo no campo observação o texto "trata-se de substituição simples e de mesma natureza". Incluir serviço no planejamento integrado	No setor / instalação onde deverá ocorrer o serviço	Após etapa anterior e antes de executar o serviço	Dar andamento de acordo com a priorização do serviço
6	Preencher a GIM	Gerente imediato, coordenador/supervisor responsável pelo local onde deve ser realizado o serviço ou outro responsável delegado pelo gerente imediato. Obs: no caso de plataformas, o gerente imediato é o Geplat.	Observar a necessidade e envolvimento do ISUP, MI, OM, SMS e outros profissionais que possam contribuir com a análise. Preencher todos os campos do formulário e marcar um "X" nas colunas "SIM" ou "NÃO" para cada linha, em todos os itens utilizando o SIGM. Obs.: Nas instalações onde o SIGM ainda não estiver implantado, deve ser utilizado o formulário GIM (anexo do padrão de Gestão de Mudanças na UN-ES - PE-36-01167).	No setor / instalação onde deverá ocorrer o serviço	Após etapa anterior e antes de executar o serviço	Garantir que não haja uma intervenção em um sistema ou instalação em equipamentos, softwares, materiais e insumos que possa alterar os parâmetros originais de projeto e os limites de operação do processo sem estar perfeitamente identificada.
7	<p>Foi feita alguma marcação com "X" na coluna "SIM"?</p> <p>NÃO → O serviço não é uma mudança.</p> <p>SIM</p>	Gerente imediato e/ou coordenador/supervisor responsável pelo local onde deve ser realizado o serviço. Obs: no caso de plataformas, o gerente imediato é o Geplat.	Verificar a coluna "SIM" do formulário e confirmar se todos os itens foram corretamente avaliados. Após isso enviar formulário para aprovação pelo gerente imediato.	No setor / instalação onde deverá ocorrer o serviço.	Após o preenchimento de todos os itens da GIM.	Identificar se o serviço é uma mudança.
8	<p>Aprovar GIM e autorizar a execução do serviço</p> <p>FIM</p>	Gerente imediato responsável pelo local onde deve ser realizado o serviço. Obs: no caso de plataformas, o gerente imediato é o Geplat.	Analisar as informações da GIM e se de acordo aprovar. Autorizar a abertura de NOTA DE MANUTENÇÃO (SAP) com o texto "trata-se de simples substituição e de mesma natureza analisada pela GIM de nº : xxxx" no campo observação. Inserir serviço no planejamento integrado e seguir os procedimentos específicos existentes. Caso não concorde com as informações da GIM devolver para reanálise.	No setor / instalação onde deverá ocorrer o serviço	Após etapa anterior e antes de executar o serviço	Garantir rastreabilidade do processo e dar andamento de acordo com a priorização do serviço.
9	<p>Para a implantação da mudança será necessária Base de Projeto?</p> <p>SIM</p> <p>NÃO</p>	Gerente imediato responsável pelo local onde deve ser realizado o serviço. Obs: no caso de plataformas, o gerente imediato é o Geplat.	Analisar colunas "SIM"	No setor / instalação onde deverá ocorrer o serviço.	Após preenchimento da GIM	Verificar necessidade de emissão de base de projeto para auxiliar na avaliação e preenchimento do FAM.
10	Solicitar execução Base de Projeto	Gerente imediato responsável pelo local onde deve ser realizado o serviço. Obs: no caso de plataformas, o gerente imediato é o Geplat.	Segundo os procedimentos internos do Ativo que disciplinam sobre a questão.	No setor / instalação onde deverá ocorrer o serviço.	Antes do preenchimento do FAM	Obter relatório preliminar (conclusivo) das gerências técnicas, que permita o preenchimento consistente do FAM.

11		Gerente Setorial responsável pelo local onde deve ser realizado o serviço.	Analisar as informações da GIM e se de acordo aprovar a GIM no SIGM. Quando aplicável, antecipar o preenchimento do FAM (preliminar) e encaminhá-lo com a GIM. Obs.: Nas instalações onde o SIGM ainda não estiver implantado, deve ser utilizado o formulário GIM (anexo do padrão de Gestão de Mudanças na UN-ES - PE-36-01167) e enviar o formulário via rede, impresso via malote ou via fax.	No setor / instalação onde deverá ocorrer o serviço.	Após a conclusão do preenchimento da GIM e abertura do FAM (preliminar).	Para que o gerente setorial decida sobre o prosseguimento da análise da mudança.
12		Gerente Setorial cujas instalações estão envolvidas.	Analisando as informações contidas no formulário, em outros documentos e/ou esclarecendo dúvidas que por ventura possam existir.	No escritório da gerência setorial.	Após receber a documentação.	Exercer poder de veto.
13		Gerente Setorial cujas instalações estão envolvidas.	Registrar parecer no próprio formulário ou via nota de correio e encaminhar ao remetente.	No escritório da gerência setorial.	Após emitir parecer gerencial.	Garantir rastreabilidade do processo.
14		Gerente imediato responsável pelo local onde deve ser realizado o serviço. Obs: no caso de plataformas, o gerente imediato é o Geplat.	Receber documentação contendo o parecer da gerência setorial, cancelar o serviço e arquivar.	No setor / instalação onde deverá ocorrer o serviço	Após etapa anterior.	Garantir rastreabilidade do processo.
15		Gerente Setorial cujas instalações estão envolvidas.	Selecionar equipe multidisciplinar com as competências necessárias, com no mínimo 2 (duas) pessoas, preferencialmente 1 (uma) treinada em APR / HAZOP para a devida aplicação de metodologia de análise de riscos adequada a mudança proposta. Designar o coordenador da análise da mudança.	No próprio FAM ou através de nota de correio	Após receber a documentação.	Para identificar ações mínimas para o gerenciamento da mudança.
16		Equipe multidisciplinar nomeada na etapa anterior.	Preencher todos os campos do FAM e efetuar a análise de risco compatível com a complexidade da mudança. Identificar quem deve ser comunicado sobre a mudança e as necessidades de treinamento.	No local onde o grupo estiver reunido.	Durante os trabalhos de análise.	Garantir que sejam feitas a análise da mudança bem como a identificação dos riscos envolvidos e que sejam estabelecidas ações de bloqueio, responsáveis e prazos.
17		Coordenador do FAM designado no item 15.	Enviar o formulário FAM contendo o parecer da equipe multidisciplinar para aprovação do gerente setorial via SIGM. Obs.: Nas instalações onde o SIGM ainda não estiver implantado, deve ser disponibilizado o formulário FAM impresso, via rede ou via malote ou via fax.	No escritório da gerência setorial.	Após o preenchimento das análises dos itens dos formulário e das análises de risco pertinentes.	Para seguir a estrutura de responsabilidade definida no padrão.
18		Gerente Setorial cujas instalações estão envolvidas.	Analisando as informações contidas no formulário, em outros documentos e/ou esclarecendo dúvidas que por ventura possam existir.	No escritório da gerência setorial.	Após receber a documentação.	Exercer poder de veto.
19		Gerente Setorial cujas instalações estão envolvidas. Obs: no caso de plataformas, o gerente imediato é o Geplat.	Registrar parecer no próprio formulário FAM ou via nota de correio e encaminhar, através do SIGM, ao coordenador do FAM responsável. Obs.: Nas instalações onde o SIGM ainda não estiver implantado, deve ser devolvido o formulário FAM impresso via rede ou via malote ou via fax.	No escritório da gerência setorial.	Após emitir parecer gerencial.	Garantir rastreabilidade do processo.
20		Gerente imediato responsável pelo local onde deve ser realizado o serviço. Obs: no caso de plataformas, o gerente imediato é o Geplat.	Receber documentação contendo o parecer da gerência setorial, cancelar o serviço, informar aos envolvidos e arquivar.	No setor / instalação onde deverá ocorrer o serviço	Após etapa anterior.	Garantir rastreabilidade do processo.
21		Gerente Setorial cujas instalações estão envolvidas.	Aprovar e registrar parecer no próprio formulário FAM, devolvendo-o ao gerente imediato responsável pelo local onde será realizado o serviço e ao coordenador nomeado no FAM (via SIGM). Obs.: Nas instalações onde o SIGM ainda não estiver implantado, deve ser utilizado o formulário FAM (anexo do padrão de Gestão de Mudanças na UN-ES - PE-36-01167) e enviar o formulário via rede, impresso via malote ou via fax.	No escritório da gerência setorial.	Após conhecimento e análise de todas as ações e prazos.	Garantir rastreabilidade do processo.

22		<p>Gerente imediato responsável pelo local onde deve ser realizado o serviço. Obs: no caso de plataformas, o gerente imediato é o Geplat.</p>	<p>Emitir NOTA DE MANUTENÇÃO (SAP), registrando nesta o número da GIM e FAM e repassando para o Planejador Integrado. Seguir os procedimentos específicos existentes.</p>	<p>No setor / instalação onde deverá ocorrer o serviço</p>	<p>Após receber o FAM aprovado.</p>	<p>Dar andamento de acordo com a priorização do serviço.</p>
23		<p>Gerente imediato responsável pelo local onde deve ser realizado o serviço. Obs: no caso de plataformas, o gerente imediato é o Geplat.</p>	<p>Enviar escopo do serviço para PDPCP ou ISUP e para todos os demais indicados, registrando o número da GIM e FAM. Seguir os procedimentos específicos existentes.</p>	<p>No escritório da gerência setorial.</p>	<p>No setor / instalação onde deverá ocorrer o serviço</p>	<p>De acordo com a priorização na carteira de serviços e antes de autorizar a sua execução. Assegurar que não seja autorizada a execução dos serviços sem os devidos preparativos.</p>
24		<p>Planejador Integrado</p>	<p>Alimentar planilha de trabalhos simultâneos com o nº da FAM e repassá-la aos responsáveis envolvidos e ao coordenador do emitente da Permissão para Trabalho (PT) relacionada ao serviço a ser executado, conforme procedimentos internos específicos.</p>	<p>No setor / instalação onde deverá ocorrer o serviço</p>	<p>Na reunião de trabalhos simultâneos, após atendimento de todas as ações impeditivas à execução dos serviços.</p>	<p>Garantir que na(s) Permissão para Trabalho (PT) a ser(em) emitida(s) a Avaliação da Mudança seja incluída e disponibilizada para emitente, requisitante e executante.</p>
25		<p>Equipe de execução e fiscalização do serviço.</p>	<p>De acordo com o projeto executivo, ou outra documentação aplicável, assegurando o cumprimento das recomendações do FAM, Análise de Risco e da PT.</p>	<p>No setor / instalação onde deverá ocorrer o serviço</p>	<p>Após recebimento da PT com a respectiva documentação de gerenciamento de mudanças, principalmente FAM e análise de risco.</p>	<p>Adotar todas as ações de bloqueio recomendadas e prevenir acidentes.</p>
26		<p>Coordenador do FAM.</p>	<p>Fazer o acompanhamento da execução física do serviço.</p>	<p>No setor / instalação onde deverá ocorrer o serviço.</p>	<p>Durante a execução do serviço.</p>	<p>Garantir que todas as ações descritas no FAM sejam cumpridas, principalmente as impeditivas antes da entrada em operação.</p>
27						
28			<p>Justificar no FAM a alteração de prazos em função do replanejamento dos serviços não concluídos nos prazos originais.</p>			
29		<p>Gerente Setorial ou seu imediato ou coordenador/supervisor responsável pelo local onde deve ser realizado o serviço. Obs: no caso de plataformas, o gerente imediato é o Geplat.</p>	<p>Divulgar a documentação pertinente a todos os envolvidos. Programar e executar treinamento apropriado da força de trabalho envolvida na Mudança. Comunicar aos responsáveis a atualização e a revisão de procedimentos e planos de emergência publicados no SINPEP e plantas e desenhos técnicos no SINDOTEC. Comunicar a CIPA, pela chave estrutural da CIPAES, os riscos significativos e alterações de layout da instalação/edificação para a atualização dos Mapas de Risco.</p>	<p>No local apropriado</p>	<p>Antes da partida, caso tenha sido considerada no FAM como ação impeditiva.</p>	<p>Garantir que a mudança seja entendida por todos e incluída na rotina do processo, antes da entrada em operação.</p>
30		<p>Gerente Setorial ou seu imediato responsável pelo local onde foi realizado o serviço. Obs: no caso de plataformas, o gerente imediato é o Geplat.</p>	<p>Atestar a execução do serviço conforme planejado e autorizar a entrada em operação. Usar o checklist do FAPP, ou outro equivalente, quando recomendado pela equipe do FAM.</p>	<p>No setor / instalação onde deverá ocorrer o serviço</p>	<p>Após a conclusão do serviço</p>	<p>Garantir que todas as ações descritas no FAM tenham sido cumpridas, principalmente as impeditivas, antes da entrada em operação.</p>
31		<p>Gerente Setorial ou seu imediato responsável pelo local onde foi realizado o serviço. Obs: no caso de plataformas, o gerente imediato é o Geplat.</p>	<p>Realizar a verificação da eficácia comparando os resultados obtidos após a implementação da mudança com aqueles pretendidos na identificação do serviço e registrar no SIGM. Obs.: Nas instalações onde o SIGM ainda não estiver implantado, a FAM deve ser encerrado no campo do formulário FAM correspondente.</p>	<p>No setor / instalação onde foi implementada a mudança.</p>	<p>Após a conclusão da mudança.</p>	<p>Assegurar análise crítica da efetividade da mudança, aumentando a memória técnica e incorporando as lições aprendidas da Cia.</p>
32		<p>Gerente Setorial ou seu imediato responsável pelo local onde foi realizado o serviço. Obs: no caso de plataformas, o gerente imediato é o Geplat.</p>	<p>Encerrar o FAM no campo apropriado no SIGM, arquivando toda documentação pertinente. Obs.: Nas instalações onde o SIGM ainda não estiver implantado, a FAM deve ser encerrado no campo do formulário FAM correspondente.</p>	<p>No setor / instalação onde foi implementada a mudança.</p>	<p>Após a quitação de todas as ações.</p>	<p>Encerrar e garantir a rastreabilidade do processo, consolidando a aplicação das diretrizes de gestão de mudanças.</p>

Anexo XI - PP-2E6-00061 – Permissão para Trabalho

Título		
PERMISSÃO PARA TRABALHO		
Órgão aprovador:	UN-ES	Cópia
Órgão gestor:	UN-ES/SMS	X
		Data de implantação: 14/07/2006
		Assinatura: Marcio Felix Carvalho Bezerra

1 OBJETIVO

Estabelecer as diretrizes e responsabilidades para requisição, emissão, encerramento e cancelamento da Permissão para Trabalho – PT aplicáveis aos trabalhos de manutenção, montagem, desmontagem, construção, inspeção ou reparo de equipamentos ou sistemas a serem realizados no âmbito da UN-ES ou em seus empreendimentos que envolvam riscos de acidentes com danos a saúde ou ao patrimônio, com impacto ao meio ambiente ou riscos de descontinuidades operacionais.

2 DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA (*links*)

N-2637 [Segurança no Trabalho em Espaço Confinado](#)
N-1860 [Segurança nas Operações Simultâneas em Plataformas Marítimas](#)
PG-11-00136 [Permissão para Trabalho \(E&P-CORP\)](#)
PG-11-00139 [Liberação de Trabalhos Simultâneos em Unidades Marítimas](#)

3 DOCUMENTOS COMPLEMENTARES (*links*)

N-2162 [PETROBRAS - Permissão para Trabalho](#)
PE-3E6-01167 [Gestão de Mudanças](#)
PP-2E6-00055 [Desenergização de Equipamentos Elétricos](#)

4 DEFINIÇÕES

4.1 Análise Preliminar Nível 1 - APN1 (Anexo B)

Técnica de identificação de perigos e de aplicação de recomendações para controle dos riscos, baseada em lista de verificação destinada a orientar a decisão sobre a necessidade do aprofundamento, ou não, das análises relativas ao planejamento da liberação da área, do equipamento ou sistema, bem como do trabalho que será executado.

4.2 Análise Preliminar Nível 2 - APN2 (Anexo C)

Técnica de identificação de perigos e de aplicação de recomendações para controle dos riscos, executada por equipe constituída por representantes das gerências envolvidas no planejamento da liberação da área, do equipamento ou sistema e no planejamento da execução do trabalho a ser realizado, para detalhamento das ações de prevenção e mitigação de acidentes que possam ocorrer durante a sua execução.

4.3 Área Liberada

Local com limites estabelecidos situados em área não classificada onde, por tempo determinado, fica dispensada a sistemática de emissão de PT.

4.4 Co-emitente da PT

É o responsável pela liberação da área onde está instalado o equipamento ou sistema no caso de Permissão para Trabalho combinada.

4.5 Emitente da PT

Empregado da Petrobras capacitado ou empregado credenciado de Empresa Contratada para emitir PT e responsável pela liberação do equipamento ou sistema.

4.6 Empregado Capacitado

Empregado da Petrobras, de Empresa Contratada ou de Empresa Subcontratada, treinado, avaliado e aprovado para atender as atribuições previstas neste Padrão.

4.7 Empregado Credenciado

Empregado de Empresa Contratada ou subcontratada, em nível de supervisão, que após capacitado para atender às atribuições previstas neste procedimento, deve receber uma credencial, segundo os critérios definidos pela Unidade. (ANEXO I)

4.8 Equipamento Classe A

Aquele que contém ou que tenha contido produtos tóxicos, asfixiantes, corrosivos, inflamáveis ou combustíveis.

4.9 Equipamento Classe B

Aquele que não contém e não tenha contido produtos tóxicos, asfixiantes, corrosivos, inflamáveis ou combustíveis.

4.10 Etiquetas de Advertência Amarelas

Cartões que, seguindo modelos definidos na [N-2162](#), devem ser afixados nos dispositivos de bloqueio local e remoto de equipamentos ou sistemas (válvulas, botoeiras, painéis, alavancas, disjuntores, etc.) com a finalidade de proibir a sua operação, sempre o mesmo não estiver "disponível para a operação", independentemente de estar "preparado e liberado para intervenção".

4.11 Etiquetas de Advertência Azuis

Cartões que, seguindo modelos definidos na [N-2162](#), devem ser afixados nos dispositivos de bloqueio local e remoto de equipamentos ou sistemas (válvulas, botoeiras, painéis, alavancas, disjuntores, etc.) com a finalidade de proibir a sua operação, sempre estiver "preparado e liberado para intervenção" e houver equipe trabalhando no mesmo.

4.12 Mudança

É qualquer alteração permanente ou temporária, de tecnologia, instalações ou na força de trabalho própria ou contratada, que modifique os riscos ou altere a confiabilidade dos sistemas.

4.13 Nivel de Supervisão

Gerente, Coordenador, Supervisor, Encarregado, líder de equipe ou empregado designado formalmente pela empresa contratada para requisitar PT.

4.14 Permissão para Trabalho (PT)

Autorização dada por escrito, em documento próprio, para a execução de trabalhos de manutenção, montagem, desmontagem, construção, inspeção ou reparo, que envolvam riscos à integridade do pessoal, às instalações, ao meio ambiente, à comunidade ou à continuidade operacional.

4.15 Permissão para Trabalho Temporária (PTT)

É a permissão para trabalho, em documento próprio, por prazos determinados, que autoriza a execução de trabalhos em equipamento ou sistemas definidos, desde que não haja alterações de risco na área do trabalho ou nas áreas adjacentes.

4.16 Recomendações Adicionais de Segurança (RAS)

Recomendações que buscam estabelecer medidas de segurança complementares a serem adotadas na execução de trabalhos específicos, cujo risco pressupõe a adoção de cuidados especiais.

4.17 Requisiteiro

Empregado da Petrobras capacitado ou empregado de empresa contratada credenciado pela Unidade para requisitar Permissão para Trabalho.

4.18 Trabalho com Eletricidade

Trabalho que envolve equipamento energizado, sistema elétrico ou atividades nas suas proximidades.

4.19 Trabalho a Frio

Trabalho que não envolve o uso ou produção de chamas, calor ou centelhas.

4.20 Trabalho a Quente

Trabalho que envolve o uso ou produção de chama, calor ou centelhas (por impacto, atrito ou equipamento elétrico energizado).

4.21 Trabalho com Radiações Ionizantes

Trabalho realizado com o emprego de fontes, naturais ou artificiais, de radiações ionizantes tais como gamagrafia e radiografia industrial.

4.22 Trabalho em Espaços Confinados

É o trabalho que se desenvolve em interior de equipamentos ou em locais onde possam existir condições adversas como deficiência de oxigênio, falta de ventilação, atmosfera inertizada, aprisionamento, dificuldade de escape e locomoção, dificuldade de resgate, etc.

4.23 Trabalho Rotineiro Específico (TRE)

É o trabalho freqüente, realizado de forma sistemática, em área ou equipamento predefinido e em condição normal de operação, cuja execução não interfere na

continuidade dos processos, e cujos riscos não se alteram ao longo do tempo, conforme detalhado no item 18.2.

Exemplos de Trabalhos Rotineiros e Específicos: medição de vibração, amostragem de óleo lubrificante, lavagem de piso, lubrificação de equipamentos.

4.24 Trabalho Sobre o Mar

É todo o trabalho realizado em local, que no caso de perda de sustentação, poderá haver queda de empregados no mar.

4.25 Trabalho Submarino

É todo o trabalho desenvolvido por mergulhadores ou equipamentos de controle remoto, a partir da Unidade Operacional.

4.26 Unidade

Unidade de Negócios ou Unidade de Serviços do E&P.

5 CONDIÇÕES GERAIS

5.1 Todo trabalho de manutenção, montagem, desmontagem, construção, inspeção ou reparo deve ser precedido de identificação dos perigos e de aplicação de recomendações para controle dos riscos de acidentes e de descontinuidades operacionais, e deve ser autorizado por uma Permissão para Trabalho.

5.2 A PT deve ser específica para um determinado trabalho e restrita a um único equipamento ou sistema, perfeitamente identificado e delimitado.

5.3 Quando um trabalho for realizado em um equipamento ou sistema que estiver localizado em área de responsabilidade de outra supervisão ou coordenação, a Permissão para Trabalho deve ser emitida no mesmo formulário de PT pelo responsável pela área na qual este equipamento ou sistema está localizado, sendo co-emitente o responsável pelo equipamento ou sistema.

5.4 É dispensável a emissão de PT, também, nos casos em que a execução do trabalho de manutenção, montagem, desmontagem, construção, inspeção ou reparo seja efetuada pelo próprio responsável pelo equipamento, ou por empregado a ele subordinado, localizado em área sob sua responsabilidade. Neste caso ficam mantidas a obrigatoriedade de realização das APN's 1 e 2 quando aplicável, conforme estabelecido no item 6, e de fixação das etiquetas azuis de advertência.

5.5 A emissão de uma Permissão para Trabalho deve constituir-se em um processo administrativo composto por três etapas:

- a) Decisão sobre a necessidade e priorização do trabalho;
- b) Planejamento do trabalho;
- c) Autorização para realização do trabalho (emissão da PT).

5.6 As PT's devem ser emitidas em formulário próprio, numerado e contendo duas vias. A numeração será única para toda a UN.

5.7 Para emissão da PT deve ser utilizado formulário próprio conforme o Anexo A.

5.8 Poderão ser credenciados a requisitar PT empregados da Petrobras ou de empresa contratada e subcontratada devidamente capacitados conforme item 3.4 da N-2162.

5.8.1 A empresa contratada deve formalizar a solicitação do credenciamento dos seus empregados e dos empregados das suas subcontratadas para a fiscalização do contrato.

5.8.2 Os executantes de empresa contratada só poderão requisitar PT para trabalhos na sua área de atuação, de acordo com a sua especialidade, e nos quais estiverem diretamente envolvidos como executantes.

5.8.3 Quando os empregados de empresa contratada forem Encarregados ou Supervisores, estes poderão requisitar PT para trabalhos em todas as áreas de atuação da empresa contratada, desde que acompanhe a execução dos trabalhos.

5.9 A PT deve ser emitida por empregado da Petrobras capacitado conforme item 3.4 da N-2162.

5.9.1 Nos casos de instalações e sistemas de propriedade da Petrobras operadas por empresas contratadas, é permitido que sejam indicados formalmente pelas empresas contratadas e credenciados como emitentes de PT, empregados em nível de supervisão e responsáveis pela operação do sistema, desde que capacitado conforme item 3.4 da N-2162.

5.10 Além da obrigação de cada empregado em observar os procedimentos para evitar acidentes, a segurança individual dos executantes de um trabalho é também de responsabilidade do requisitante e do seu supervisor imediato, os quais devem fazer cumprir todos os requisitos indicados na Permissão para Trabalho, bem como as normas de segurança vigentes.

6 RESPONSABILIDADES

6.1 REQUISITANTE

6.1.1 Fornecer ao emitente todas as informações necessárias à realização da Análise Preliminar de Riscos Nível 1 e Nível 2 (quando aplicável).

6.1.2 Apresentar ao emitente a Credencial padronizada, quando da requisição da Permissão para Trabalho.

6.1.3 Acompanhar o emitente na inspeção do equipamento, sistema ou área para liberação da PT.

6.1.4 Garantir o cumprimento das Recomendações, providenciando os requisitos necessários para a manutenção das condições de Segurança do local de trabalho sob sua responsabilidade.

6.1.4.1 Caso o trabalho tenha sido objeto de um processo de Gerenciamento da

Mudança conforme o **PE-3E6-01167**, conhecer as recomendações do FAM e demais documentos, apresentá-los e explicá-los aos executantes e garantir que essas recomendações sejam cumpridas.

6.1.5 Instruir os executantes, antes do início dos trabalhos, quanto às recomendações de segurança a serem observadas;

6.1.5.1 Se durante a execução dos trabalhos houver a necessidade de substituição ou acréscimo no número de executantes, transmitir-lhes as mesmas recomendações de segurança.

6.1.6 Afixar as etiquetas **azuis** nos locais identificados pelo emitente com as etiquetas **amarelas**.

6.1.7 Onde houver Operador de Área ou de equipamento, o requisitante deverá solicitar sua rubrica e matrícula na Permissão para Trabalho após verificar no local se todas as recomendações / prevenções foram cumpridas e se os executantes estão munidos dos EPI's indicados. **Este procedimento constitui a efetiva autorização para início do trabalho.**

6.1.8 Iniciar o trabalho somente após receber a PT e executar apenas o trabalho especificado na mesma, seguindo todas as instruções nela contidas.

6.1.9 Garantir as providências necessárias para efetuar a quitação da PT.

6.1.9.1 O local onde o serviço foi realizado deve ser entregue, pelo requisitante, em perfeitas condições de ordem, limpeza e arrumação, sob pena da não aceitação do serviço como concluído.

6.1.9.2 Ao término do serviço ou do prazo de validade fixada na PT, procurar o emitente da PT ou seu substituto, para informar a situação do serviço e quitar ou revalidar a PT.

6.1.9.3 Na quitação da PT o local de trabalho deve ser verificado pelo requisitante, pelo emitente e co-emitente (se houver), ou seus respectivos substitutos para garantir a integridade do pessoal, dos equipamentos, a preservação do meio ambiente e a continuidade operacional.

6.1.9.4 Em caso de PT com co-emissão, deve obter previamente a quitação do co-emitente.

6.1.9.5 Após a conclusão dos trabalhos, retirar as etiquetas azuis e entregá-las ao emitente, juntamente com a primeira via da PT para quitação.

6.2 EMITENTE

6.2.1 Garantir a aplicação deste procedimento no equipamento, sistema ou local onde será realizado o trabalho.

6.2.2 Solicitar ao requisitante a Credencial e verificar o prazo de validade.

6.2.2.1 A credencial somente será considerada válida enquanto o Empregado Capacitado pertencer ao quadro de empregados da empresa que solicitou o seu credenciamento.

6.2.2.2 No caso de subcontratados a credencial somente será considerada válida enquanto o Empregado Capacitado pertencer ao quadro de empregados da empresa subcontratada e esta estiver prestando serviços à empresa contratada que solicitou o credenciamento.

6.2.3 Inspeccionar o equipamento e o local de realização do trabalho juntamente com o requisitante, antes de emitir qualquer Permissão para Trabalho e, quando forem exigidas recomendações adicionais de segurança deverá ser assessorado pelo Técnico de Segurança.

6.2.4 Realizar a “Análise Preliminar Nível 1” e participar da “Análise Preliminar Nível 2”, quando aplicável.

6.2.4.1 Verificar se o trabalho a ser realizado foi objeto de um processo de Gerenciamento da Mudança, conforme o **PE-3E6-01167 - Gestão de Mudança**. Em caso positivo:

- a) verificar o Formulário de Análise de Mudança (FAM);
- b) anexar às recomendações do FAM e demais documentos pertinentes à PT;
- c) apresentar e explicar ao Requisitante ou Executante essas recomendações;
- d) garantir que essas recomendações sejam seguidas.

6.2.5 No caso de trabalhos realizados sobre o mar, solicitar ao Mestre de Cabotagem ou empregado capacitado para realizar as verificações específicas para estas atividades. O mesmo deve apor sua assinatura no campo apropriado.

6.2.6 Emitir a PT considerando as recomendações da Análise Preliminar Nível 2, quando aplicável.

6.2.7 Afixar as etiquetas **amarelas** nos equipamentos a serem disponibilizados para a realização do trabalho.

6.2.8 Certificar-se de que as recomendações de segurança da PT e da respectiva análise de risco foram atendidas e que as condições de trabalho estejam seguras durante todo o seu desenvolvimento. Para tanto, segundo sua avaliação, o emitente da PT deve definir o intervalo das verificações periódicas ou se o trabalho necessita de acompanhamento permanente. Em qualquer dos casos o Emitente pode designar um Representante para desempenhar estas funções.

6.2.9 Entregar ao requisitante uma via da PT e reter a outra. As Permissões para Trabalho com co-emitente ou com Recomendações Adicionais de Segurança serão emitidas no número de vias que sejam necessárias.

6.2.10 Decidir pelo cancelamento da PT, na ocorrência dos casos citados no item 13 - **Cancelamento da PT**, através do recolhimento da cópia da PT.

6.2.11 Acompanhar o requisitante na verificação do local de trabalho para

encerramento da PT.

6.2.12 Receber do requisitante as etiquetas **azuis** após a conclusão dos trabalhos, juntamente com a primeira via da PT para encerramento.

6.2.13 Acionar o equipamento para teste, quando necessário, na presença do executante, após inspeção do local de realização do trabalho e estando de posse das etiquetas de advertência e todas as vias da PT. (prática recomendada)

6.2.14 Retirar as etiquetas **amarelas** após constatar que o trabalho foi concluído, que as respectivas etiquetas **azuis** foram retiradas e que a PT foi encerrada. **Este procedimento constitui o efetivo encerramento do trabalho.**

6.2.15 Arquivar a primeira via da PT em pasta própria, descartando as demais vias conforme definição da gerência local.

6.2.16 Certificar-se de que as permissões para as tarefas / atividades programadas na mesma área ou em áreas adjacentes não sejam incompatíveis entre si.

6.3 CO-EMITENTE

6.3.1 Participar do grupo de planejamento do trabalho quando este for realizado em equipamento ou sistema de outra supervisão ou coordenação que estiver localizado em área sob sua responsabilidade.

6.3.2 Inspecionar o local de realização do trabalho juntamente com o requisitante e o emitente, antes de co-emitir qualquer PT.

6.3.3 Certificar-se de que as permissões para as tarefas / atividades programadas na mesma área ou em áreas adjacentes não sejam incompatíveis entre si.

6.3.4 Assinar no campo correspondente na via da PT, para liberação da mesma.

6.3.5 Realizar verificações periódicas na área onde o trabalho esta sendo executado.

6.3.6 Comunicar toda e qualquer alteração ocorrida na área que possa impactar a realização dos trabalhos, e se necessário, paralisar o trabalho.

6.3.7 Acompanhar o requisitante na verificação da área onde o trabalho foi executado antes do encerramento da PT. (prática recomendada)

6.3.8 Assinar no campo correspondente, na via do requisitante e na sua, antes do emitente quitar a PT.

6.4 EXECUTANTE

6.4.1 Iniciar o trabalho somente após receber a PT e, no local do trabalho, certificar-se de que as condições nela estabelecidas estão sendo mantidas durante

todo o período de execução do serviço;

6.4.2 Conhecer e cumprir todas as recomendações constantes na PT e seus anexos.

6.4.3 Manter a PT visível no local de realização do trabalho durante todo o período de execução do serviço.

6.4.4 Após a conclusão dos trabalhos, retirar as etiquetas **azuis** (se houver) e entregá-las ao requisitante, juntamente com a primeira via da PT para quitação.

6.5 OPERADOR DA ÁREA DE EQUIPAMENTO

6.5.1 Assinar e indicar o horário na Permissão para Trabalho, após verificar no local se todas as Recomendações / Prevenções foram cumpridas e se os Executantes estão munidos dos E.P.I's indicados. **Este Procedimento constitui a Autorização para Início do Trabalho.**

6.5.2 Realizar a inspeção final antes da quitação da PT. (prática recomendada)

6.5.3 Apor sua rubrica no campo próprio da PT antes da quitação pelo emitente.

6.6 TÉCNICO DE SEGURANÇA

6.6.1 Indicar as Recomendações Adicionais de Segurança, em campo específico do formulário de PT, para as situações relacionadas no item 17.1.

6.6.2 Assessorar o emitente nas situações não relacionadas no item 17.1 ou quando existirem dúvidas quanto à suficiência das condições de segurança do trabalho, proteção da saúde e preservação do meio ambiente.

6.6.3 Avaliar a necessidade de acompanhamento dos trabalhos de acordo com a criticidade dos mesmos.

6.6.4 Assessorar na elaboração da Análise Preliminar Nível 2, quando aplicável.

6.6.5 Elaborar os pareceres técnicos, atendendo ao item 18.3 - Área Liberada.

7 PLANEJAMENTO DO TRABALHO

7.1 Nenhuma Permissão para Trabalho deve ser emitida sem que seja destinado um período adequado para o seu planejamento.

7.2 Os requisitos de segurança, preservação da saúde e do meio ambiente, específicos para a execução de cada trabalho, devem ser consultados nas normas, padrões e instruções de cada especialidade ainda na fase de planejamento do serviço, para que se estabeleçam as medidas de controle adequadas.

7.3 O Planejamento do trabalho deve ser feito com base em diagnóstico (Análise Preliminar Nível 1 – Anexo B) relativo às condições de segurança relacionadas à liberação do equipamento ou sistema e à execução do trabalho.

7.4 A APN1 deve ser aplicada a todas as PTs. Ela avalia se o trabalho envolve mudança, risco de descontinuidade operacional ou perigos prováveis de desencadear danos de severidade crítica ou catastrófica (acidentes fatais e acidentes de classe 4 e 3).

7.5 Para elaboração da APN 1 devem fazer parte da equipe, no mínimo, um responsável pelo equipamento ou sistema e/ou um responsável pela área onde está instalado o equipamento ou sistema e um responsável pela execução do trabalho.

7.6 Ao realizar a Análise Preliminar Nível 1, caso alguma resposta seja afirmativa, obrigatoriamente deverá ser processada a Análise Preliminar Nível 2 – Anexo C para o planejamento e autorização do trabalho. Caso uma das perguntas 1, 2 ou 3 da Análise Preliminar Nível 1 tenha resposta "SIM", deverá ser aplicado o padrão PE-3E6-01167 - GESTÃO DE MUDANÇAS.

7.7 Para elaboração da Análise Preliminar Nível 2 devem fazer parte da equipe, no mínimo, um responsável pelo equipamento ou sistema e/ ou um responsável pela área onde esta instalado o equipamento ou sistema, um responsável pela execução do trabalho e um Técnico de Segurança, sendo que pelo menos um deles deve ser treinado em técnicas de análise de risco.

7.8 A Análise Preliminar Nível 1 e a Análise Preliminar Nível 2, quando houver, devem ser anexadas a cada via da PT.

7.9 Nos casos de trabalhos caracterizados por urgência, em que a espera para a sua realização caracterize a existência de riscos de SMS ou de descontinuidade operacional de maior gravidade do que os previstos para o próprio trabalho, fica na responsabilidade do supervisor viabilizar a imediata elaboração da APN 1 e 2, com a participação de, no mínimo, o emitente e o requisitante.

8 REQUISICÃO DA PT

8.1 O Requisitante da PT responsável pela execução do trabalho deve se apresentar ao Emitente da PT portando a sua credencial.

8.2 O emitente da PT deve verificar se a credencial do requisitante apresentada no ato da solicitação da PT encontra-se dentro do prazo de validade e se a empresa que solicitou o credenciamento é a mesma a qual pertence o requisitante.

9 PREPARAÇÃO E LIBERAÇÃO DO EQUIPAMENTO OU SISTEMA

9.1 Antes de emitir qualquer Permissão para Trabalho, o emitente, o requisitante e o co-emitente, quando aplicável, obrigatoriamente deverão inspecionar o equipamento e o local de realização do trabalho e, quando forem exigidas

recomendações adicionais de segurança, deverão se fazer acompanhar pelo Técnico de Segurança, ou pelo Empregado Capacitado, indicado conforme item 17.1.2.

9.2 Assim que o equipamento ou sistema for retirado da condição "disponível para a operação", o emitente ou seu designado deve afixar as etiquetas de advertência amarelas nos locais apropriados, sinalizando que o equipamento ou sistema não está em condições de ser ligado, acionado ou operado.

9.3 As tarefas de preparação e liberação do equipamento ou sistema para a realização de trabalho devem atender às recomendações de SMS estabelecidas nas APNs 1 e 2 e aplicáveis às mesmas, e devem ter sido alvo de avaliações quanto a caracterização de mudança e quanto aos riscos decorrentes de sua simultaneidade aos outros trabalhos e operações.

10 EMISSÃO DA PT

10.1 A PT deve ser emitida em duas vias, sendo a primeira via do requisitante / executante e a segunda via do emitente. Havendo necessidade de mais vias para o co-emitente e/ou Técnico de Segurança responsável pela emissão do RAS deverão ser tiradas tantas cópias quantas forem necessárias.

10.2 Na PT deve constar a atividade principal e as atividades adicionais, a data e a hora da sua emissão, a validade e o prazo limite para iniciar os trabalhos. Devem assinar a PT: o emitente, o requisitante e, quando aplicável, o co-emitente.

10.3 As recomendações de SMS da APN 1 devem ser transcritas ou anexados à PT.

10.4 A APN 2, quando aplicável, com suas respectivas recomendações de SMS deve ser obrigatoriamente anexada à PT.

10.5 Quando forem aplicadas a análise e o gerenciamento de mudanças, seus registros e recomendações também devem ser anexadas à PT.

10.6 Quando forem exigidas Recomendações Adicionais de Segurança – RAS conforme definido no item 17, ou quando ainda permanecerem dúvidas quanto à garantia das condições de segurança do trabalho, proteção da saúde e preservação do meio ambiente necessárias à realização do trabalho, o emitente e/ou o requisitante devem solicitar uma avaliação do Técnico de Segurança.

10.7 A formalização da PT é realizada mediante a entrega do formulário preenchido e assinado, contendo todas as recomendações necessárias para garantir a segurança na realização do trabalho, incluindo:

- a) APN 1;
- b) APN 2 (quando aplicável);
- c) Inspeção do local de realização do trabalho e Recomendações do Emitente;
- d) Análise de Gerenciamento da Mudança (quando aplicável);
- e) Recomendações Adicionais de Segurança (quando aplicável).

10.8 A emissão da PT em branco ou incompleto, sem a definição do trabalho a ser executado, sem a identificação do equipamento, sem a exata delimitação do local, sem a hora da emissão e sem a validade da PT e/ou a execução de trabalhos fora do escopo previsto na PT e/ou o não cumprimento das recomendações constantes na PT constitui descumprimento grave do padrão.

11 INÍCIO DO TRABALHO

11.1 O Emitente e/ou o Operador da área deve assinar a PT após verificar no local se todas as recomendações foram cumpridas e se os executantes estão munidos dos EPI's indicados. Este procedimento constitui a efetiva autorização para início do trabalho.

11.2 Após o recebimento da PT, o requisitante deve providenciar para que sejam atendidas todas as suas recomendações, deve inserir as etiquetas de advertência azuis nos locais identificados pelo emitente com as etiquetas amarelas e deve orientar os executantes quanto aos riscos do trabalho e quanto às recomendações a serem seguidas, inclusive aqueles que se incorporarem à equipe com o trabalho já iniciado.

11.3 O requisitante / executante somente poderá iniciar o trabalho após receber a PT e executar apenas o trabalho especificado na permissão seguindo todas as instruções nela contidas.

11.4 A PT deve permanecer em poder do executante e de modo visível no local de realização do trabalho.

12 EXECUÇÃO DO TRABALHO

12.1 O requisitante deve assegurar-se de que os executantes realizarão apenas o trabalho especificado na permissão, seguirão todas as recomendações nela contidas, e manterão a ordem, a limpeza e a arrumação adequadas.

12.2 O requisitante deve providenciar e assegurar-se de que toda alteração necessária em relação ao trabalho inicialmente previsto seja analisada em conjunto com o emitente da PT, mesmo que implique na suspensão do trabalho e no cancelamento desta.

12.3 O emitente ou os operadores por ele designados, assim como o requisitante e os executantes devem avaliar, durante o transcorrer do trabalho:

- a) Se as recomendações de SMS continuam sendo atendidas;
- b) Se essas recomendações de SMS estão sendo eficazes no controle dos riscos;
- c) Se surgem novos riscos não previstos anteriormente;

12.4 Se durante a execução dos trabalhos houver qualquer alteração nas condições

do local que possam acarretar novas situações de riscos que não foram contemplados na PT, os trabalhos devem ser paralisados e o requisitante deve comunicar-se imediatamente com o Emitente ou Operador.

12.5 O desenvolvimento do trabalho deve ser verificado periodicamente pelo emitente da PT ou um representante por ele designado que deverá formalizar essa verificação. A frequência deste acompanhamento deve ser definida pelo emitente, com base nas recomendações de SMS aplicáveis.

12.6 Além da obrigação de cada empregado em observar os procedimentos para evitar acidentes, a segurança individual dos executantes de um trabalho é também de responsabilidade do requisitante e do seu supervisor imediato, os quais devem fazer cumprir todos os requisitos indicados na PT, bem como as normas de segurança vigentes.

12.7 Quando da substituição do emitente da Permissão para Trabalho cabe ao substituto a responsabilidade de, após inspecionar o local e verificar as condições de trabalho, decidir quanto ao cancelamento, ou não, da PT. O não cancelamento da PT implica no prosseguimento normal do trabalho, neste caso, sob a responsabilidade do substituto do emitente da Permissão para Trabalho.

12.8 No caso de ser necessário realizar um teste funcional do equipamento ou sistema durante o serviço, deve-se atentar para os seguintes itens:

12.8.1 O requisitante deverá informar ao emitente a necessidade da realização do teste.

12.8.2 Após ser autorizado pelo emitente, o requisitante ou o executante deverá retirar a etiqueta azul do equipamento ou sistema.

12.8.3 No caso de haver mais de uma etiqueta azul, o emitente deverá assegurar-se de que todas foram retiradas e todos os executantes foram devidamente informados.

12.8.4 O emitente deverá assegurar-se de que todas as condições de segurança para execução do teste estão atendidas.

12.8.5 O emitente ou operador por ele designado deverá acionar o equipamento ou sistema e acompanhar o teste juntamente com o executante.

12.8.6 Após o teste, caso o serviço não seja considerado concluído, as etiquetas azuis deverão ser recolocadas.

13 CANCELAMENTO DA PT

13.1 A PT é considerada cancelada quando:

- a) Qualquer recomendação nela contida não estiver sendo atendida;
- b) As condições do local onde estão sendo executados os trabalhos apresentarem novas situações de riscos;
- c) Houver uma demora superior ao estabelecido na PT para o início dos trabalhos ou

uma interrupção dos mesmos por igual período;
d) Surgir alguma dúvida quanto ao trabalho a ser executado.

13.1.1 Nestes casos, qualquer empregado poderá interromper o trabalho avisando imediatamente ao requisitante e ao emitente da PT. O cancelamento da PT será decidido pelo emitente, através do recolhimento da cópia da PT. Nesse caso, para o prosseguimento do serviço será necessária a emissão de nova PT.

13.2 Em situação de emergência a PT fica automaticamente cancelada no local abrangido pela emergência.

14 TÉRMINO DO TRABALHO E ENCERRAMENTO DA PT

14.1 Ao término da jornada de trabalho do requisitante ou do prazo de validade fixado na PT ou da conclusão do serviço o requisitante deve procurar o emitente da PT, ou seu substituto, para informar a situação do serviço (concluído ou em continuidade) e efetuar o encerramento da PT.

14.1.1 Em caso de permissão para trabalho com co-emissão, o requisitante deve obter previamente a quitação do co-emitente.

14.2 Caso o trabalho atinja o horário pré-fixado para sua validade e haja intenção de dar prosseguimento, a PT poderá ser revalidada, após uma reavaliação do local, passando a ter como nova validade um novo horário pré-estabelecido.

14.3 No caso de encerramento da PT com conclusão do trabalho, o emitente ou o operador por ele designado, o requisitante e o co-emitente ou seu substituto, quando houver, devem inspecionar o equipamento e/ou o sistema e o local de trabalho para confirmar que o resultado do trabalho atende ao esperado, assegurando-se de que o local esteja limpo e arrumado, garantindo assim a segurança do pessoal, a integridade dos equipamentos, a preservação do meio ambiente e a continuidade operacional.

14.3.1 Caso a inspeção final seja executada pelo Operador da área, este deverá assinar no campo próprio da PT antes da quitação pelo emitente.

14.4 As etiquetas de advertência deverão ser removidas dos equipamentos pelas pessoas que as afixaram ou seus substitutos.

14.4.1 O requisitante ou executante designado providencia a retirada das etiquetas azuis (se houver) e as entregam ao emitente, juntamente com a primeira via da PT para encerramento.

14.4.2 A etiqueta amarela deve ser retirada pelo emitente da PT ou seu substituto, após constatar que o trabalho foi concluído, que as respectivas etiquetas azuis foram retiradas e que a PT foi encerrada. Este procedimento constitui o efetivo encerramento do trabalho.

14.5 O local onde o serviço foi realizado deve ser entregue, pelo requisitante, em perfeitas condições de ordem, limpeza e arrumação, sob pena da não aceitação do

serviço como concluído.

15 PRAZOS DE VALIDADE

15.1 A PT é válida durante a jornada de trabalho do requisitante.

15.1.1 Na PT devem constar: a hora da sua emissão; a indicação explícita da validade da mesma para o trabalho que será executado; e o prazo limite para que o trabalho seja iniciado.

15.1.2 Caso o trabalho exceda o tempo previsto para sua execução, a PT poderá ser revalidada limitando sua validade à jornada de trabalho do requisitante.

15.2 Quando o potencial de risco justificar deve ser emitida PT com prazo de validade restrito, devendo tal condição constar explicitamente na PT, desde que não ultrapasse o horário de trabalho do Emitente.

15.3 Quando da substituição do emitente da PT cabe ao substituto a responsabilidade de, após inspecionar o local e verificar as condições de trabalho, decidir quanto ao cancelamento, ou não, da PT.

15.3.1 Caberá ao novo emitente preencher o campo específico para revalidação da PT.

15.3.2 O não cancelamento da PT implica no prosseguimento normal do trabalho, neste caso, sob a responsabilidade do substituto do emitente.

16 ETIQUETAS DE ADVERTÊNCIA

16.1 As etiquetas de advertência indicam a proibição do uso dos equipamentos ou sistemas que estão disponibilizados para atividades de intervenção ou mudança.

16.2 As etiquetas de advertência devem ser confeccionadas de acordo com os modelos do anexo da N 2162, em material resistente às intempéries ou com proteção adequada;

16.3 As etiquetas de advertência devem ser preenchidas de modo legível, completo e serem assinadas.

16.4 Antes do início do trabalho tanto o emitente quanto o requisitante ou executante do trabalho devem afixar etiquetas de advertência nos equipamentos cuja operação possa interferir com o trabalho a ser executado. Devem ser utilizados dois tipos de etiquetas:

16.4.1 Etiqueta **amarela** - deve ser afixada pelo emitente da PT, ou operador por ele designado, assim que o equipamento for retirado de operação para indicar que aquele equipamento ou sistema está disponibilizado para manutenção.

16.4.2 Etiqueta **azul** - deve ser afixada pelo requisitante da PT, após o recebimento

desta, nos mesmos locais onde houver a etiqueta amarela, com a finalidade de informar que existem pessoas trabalhando naquele equipamento ou sistema.

16.5 Para cada etiqueta **amarela** pode haver mais de uma etiqueta azul, indicando que existe mais de uma equipe ou especialidade envolvida no trabalho.

16.6 Ao término do serviço as etiquetas deverão ser retiradas, indicando que o equipamento ou sistema está em condições seguras de ser operado.

16.6.1 As etiquetas devem ser retiradas necessariamente por quem as afixou ou seu substituto.

16.6.2 As etiquetas azuis serão entregues ao emitente.

16.6.3 As etiquetas **amarelas** deverão ser retiradas após ser constatado que as etiquetas **azuis** referentes aos serviços já foram retiradas e o equipamento ou sistema está em condições seguras de ser operado.

16.7 Os dispositivos de travamento ou bloqueio, tais como cadeados e lacres, podem ser utilizados em conjunto com as etiquetas de advertência. (Prática Recomendada).

16.8 No caso de liberação para a manutenção de equipamentos acionados por motor elétrico, devem ser utilizadas as etiquetas **azuis** e **amarelas**, juntamente com bloqueio físico (cadeado) conforme definido no padrão PP-2E6-00055 DESENERGIZAÇÃO DE EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS.

16.9 É proibida a utilização dessas etiquetas para outras finalidades que não as definidas neste padrão.

17 RECOMENDAÇÕES ADICIONAIS DE SEGURANÇA

17.1 As Recomendações Adicionais de Segurança devem ser indicadas, em campo específico do formulário de PT, por um Técnico de Segurança, para as seguintes situações:

- a) Trabalhos com radiações ionizantes;
- b) Abertura ou entrada de pessoal em equipamentos ou linhas de Classe A, ou de Classe B interligados a outro de Classe A;
- c) Realização de trabalhos em espaços confinados.
- d) Execução de trabalhos a quente ou a frio no interior de equipamentos de Classe A, bem como em caixas de passagem de cabos elétricos ou tubulações, poços e caixas de drenagem de águas oleosas ou contaminadas;
- e) Execução de trabalhos a quente em áreas classificadas ou equipamentos classe A ou classe B interligado a outro classe A;
- f) Trabalhos realizados sobre o mar;

- g) Trabalhos submarinos;
- h) Serviços em equipamentos elétricos energizados;
- i) Remoção de piso em plataforma;
- j) Acesso por corda.

17.1.1 Nos demais casos, persistindo dúvidas quanto à suficiência das condições de segurança do trabalho, proteção da saúde e preservação do meio ambiente, o emitente deve solicitar a assessoria do Técnico de Segurança da Petrobras ou Empregado Capacitado.

17.1.2 Na carência de Técnico de Segurança da Petrobras lotado no Orgão, poderá o Gerente de Operação de Produção designar Empregado da Petrobras Capacitado ou Técnico de Segurança Contratado para emissão das Recomendações Adicionais de Segurança. Neste caso os mesmo deverão ser treinados, avaliados e aprovados seguindo os critérios definidos pela UN-ES.

18 CONDIÇÕES ESPECÍFICAS

18.1 Permissão para Trabalho Temporária – PTT

18.1.1 É permitido substituir a sistemática de emissão de PT pela PTT, desde que não haja alteração do risco na área de trabalho ou nas áreas adjacentes.

18.1.2 A PTT é aplicável às seguintes situações:

- a) Equipamentos ou sistemas específicos desde que se possam isolá-los e não ocorra interferência dos trabalhos de manutenção com os sistemas em operação. Entende-se por equipamentos isolados aqueles que foram raqueteados, cujos acionadores estão impedidos de entrar em operação e foram tomadas medidas para impedir que os serviços executados coloquem em risco pessoas ou equipamentos em áreas vizinhas;
- b) Parada parcial de unidade desde que os equipamentos liberados tenham sido etiquetados, isolados, esgotados, lavados e purgados e que tanto o equipamento quanto a área apresentem nível de segurança adequado;
- c) Paradas gerais de unidade, após a fase inicial de drenagem, purga, raqueteamento, ventilação, quando todos os equipamentos já estiverem isentos de hidrocarbonetos ou produtos tóxicos e liberados para entrada de pessoal.

18.1.3 Os trabalhos mencionados no item 17.1 deste padrão exigem a obtenção de PT ainda que em área sob regime de PTT.

18.1.4 Nos seus procedimentos iniciais de manutenção, os equipamentos estão sujeitos ao regime normal de emissão de PT até que sejam atingidos níveis de segurança adequados para que possam entrar em regime de PTT. As etapas iniciais

de manutenção incluem, por exemplo, drenagem, purga, limpeza, abertura de vasos e bocas de visita, flangeamento ou isolamento elétrico.

18.1.5 A PTT é requisitada pela Gerência, Coordenação ou Supervisão responsável pela execução do serviço, através do formulário do anexo D deste padrão, para a Gerência, Coordenação ou Supervisão responsável pelo equipamento, sistema ou área.

18.1.6 A PTT é emitida pela Gerência, Coordenação ou Supervisão responsável pelo equipamento, sistema ou área após avaliação conjunta (Análise Preliminar Nível 2) dos supervisores das Gerências de Manutenção ou Obra, do Técnico de Segurança, do Responsável pelo equipamento e do Supervisor da Empresa Contratada.

18.1.6.1 Para emissão da Permissão para Trabalho Temporária deve ser utilizado o modelo de formulário do Anexo E deste padrão.

18.1.6.2 É obrigatória a realização da Análise Preliminar Nível 2 para determinar se o risco pode ser considerado isolado, subsidiando a emissão da PTT.

18.1.6.3 A PTT deve ter duração mínima de 5 (cinco) dias e máxima de 30 (trinta) dias, renováveis. A cada revalidação, deverá ser realizada avaliação conjunta pelas Gerências emitente e requisitante, Empresa Contratada e Técnico de Segurança, com base na Análise Preliminar Nível 2 feita inicialmente.

18.1.6.4 No caso de substituição do Requisitante da PTT, mesmo mantido o Emitente, a PTT será cancelada e uma nova PTT deverá ser emitida.

18.1.7 A PTT não dispensa a obrigatoriedade do requisitante, diariamente, entrar em contato com o Responsável pelo equipamento ou sistema para informar da presença de sua equipe (executantes) e informar-se sobre as condições de segurança do local obtendo do emitente a autorização para prosseguir os trabalhos.

18.1.7.1 Os responsáveis pelo equipamento, sistema e pela área devem assegurar-se que as condições de segurança permaneçam inalteradas em relação aos requisitos iniciais para emissão da PTT.

18.1.8 O trabalho liberado pela PTT deve ser permanentemente monitorado pelo respectivo requisitante ou seu designado e devem ser verificados diariamente pelo emitente da PTT ou seu designado. As verificações da execução do trabalho devem ser registradas no verso do formulário de PTT.

18.1.9 A execução dos trabalhos, assim como o cancelamento dos mesmos, deve seguir as condições estabelecidas no item 12 e no item 13 deste procedimento.

18.1.10 Se durante a vigência de uma PTT surgir à necessidade de realização de serviço diferente daquele para o qual a PTT foi emitida, deve ser emitida uma permissão para trabalho específica para esse serviço não previsto.

18.1.11 A PTT deve estar afixada de modo visível no local do trabalho.

18.2 Trabalho Rotineiro Específico (TRE)

18.2.1 Os trabalhos passíveis de enquadramento como TRE devem constar de uma relação aprovada previamente pelo Gerente.

18.2.2 Um TRE não necessita da realização de Análise Simplificada de Risco nem da emissão de PT desde que esteja contemplado num procedimento escrito elaborado com base em técnicas de análise de risco, onde deve constar o cuidado básico e/ou específicos e os EPI's necessários para o seu desenvolvimento em área ou equipamento, e que os executantes estejam treinados neste procedimento.

18.2.3 A relação dos TRE deve ser revisada no máximo bianualmente por grupo de trabalho multidisciplinar com base na análise de risco das atividades e respectivos procedimentos.

18.2.4 Quando for realizar um TRE, o executante se apresenta ao emitente da PT e ao operador da área onde o trabalho será executado, antes de iniciar e após concluir a sua execução, portando cópia do procedimento.

18.2.5 Um TRE pode ser suspenso a qualquer momento quando o procedimento não estiver sendo seguido.

18.3 Área Liberada

18.3.1 A Área Liberada deve ser requisitada por escrito (utilizar o modelo constante do anexo F) pelo responsável da Manutenção ou Construção e Montagem ao Responsável pela Instalação.

18.3.2 Para liberação da área deve ser emitido Parecer Técnico em conjunto pela Operação, SMS, Manutenção e/ou Construção e Montagem.

18.3.3 O Responsável pela Instalação, baseado no parecer técnico, emite a autorização de liberação, por escrito, utilizando o formulário do anexo G.

18.3.4 É imprescindível a realização de estudos de análise de risco para subsidiar a emissão do documento de Área Liberada.

18.3.5 Trabalhos com radiações ionizantes ou em equipamentos Classe A, ainda que em Área Liberada, exigem a obtenção da PT.

19 ARQUIVAMENTO

19.1 Após o encerramento do trabalho e quitação pelo emitente as Permissões para Trabalho deverão ser arquivadas, em pastas específicas, por um período mínimo de 30 dias, cabendo à Gerência emitente definir prazos maiores de arquivamento e a forma de descarte dos documentos.

19.2 Caso ocorra acidente, incidente ou desvio crítico, o período de arquivamento da PT deverá ser feito até a conclusão da investigação.

20 AUDITORIA DAS PERMISSÕES PARA TRABALHO

20.1 As auditorias de PT serão realizadas utilizando o formulário do ANEXO H deste padrão.

20.2 Os profissionais de Segurança das gerências de SMS dos ativos, deverão proceder à auditoria no mínimo trimestralmente, visando identificar as não conformidades no processo de permissão para trabalho que trata este padrão.

20.3 Os Supervisores devem acompanhar as auditorias de PT das áreas sob sua responsabilidade.

20.4 Cabe às gerências de SMS dos ativos realizarem as estatísticas das auditorias de PT das áreas sob sua responsabilidade elaborando um relatório trimestral, que deverá ser divulgado para todas as gerências envolvidas.

20.5 O indicador utilizado para monitorar o nível de qualidade do processo de emissão de PT, é o PPTA (Percentual de PT's Adequadas), devendo o mesmo ser calculado utilizando-se a seguinte fórmula:

$$\text{PPTA} = \frac{\text{n}^\circ \text{ de PT's conformes}}{\text{n}^\circ \text{ de PT's auditadas}} \times 100$$

21 ANEXOS



ANEXO A – PERMISSÃO PARA TRABALHO Anexo A - Formulário de PT - UN-ES



ANEXO B – ANÁLISE PRELIMINAR NIVEL 1 Anexo B - Análise Preliminar Nível 1 - UN-E



ANEXO C - ANÁLISE PRELIMINAR NIVEL 2 Anexo C - Análise Preliminar Nível 2 - UN-E

ANEXO D – MODELO DE SOLICITAÇÃO DE PERMISSÃO PARA TRABALHO



TEMPORÁRIA Anexo D - Modelo de Solicitação de Permissão para Trabalho Temporária -

ANEXO E - PERMISSÃO PARA TRABALHO TEMPORÁRIA



Anexo E - Permissão para Trabalho Temporaria - UN

ANEXO F - MODELO DE SOLICITAÇÃO DE ÁREA LIBERADA



Anexo F - Modelo de Solicitação de Area Liberada - UN-



ANEXO G – ÁREA LIBERADA Anexo G -Área Liberada - UN-ES.

ANEXO H – AUDITORIA DE PERMISSÃO PARA TRABALHO



Anexo H - Formulário de auditoria de P1

ANEXO I – MODELO DE CREDENCIAL PARA EMITENTE E REQUISITANTE DE PT



Anexo I - Modelo Credencial Permissão para Traba

SUMÁRIO DE REVISÕES		
REV.	Data	DESCRIÇÃO E/OU ITENS ATINGIDOS
0	14/07/2006	Emissão Original

DOCUMENTOS COMPLEMENTARES ADICIONAIS:

Lista de Distribuição:

Eletrônica:

UN-ES/ATEX, UN-ES/ATEX/AAG, UN-ES/ATEX/ABIG, UN-ES/ATEX/PCE, UN-ES/ATEX/PS,
 UN-ES/ATEX/SE, UN-ES/ATEX/SMS, UN-ES/ATP-GLF, UN-ES/ATP-GLF/EEIP,
 UN-ES/ATP-GLF/ISUP, UN-ES/ATP-GLF/OP-GLF, UN-ES/ATP-GLF/PDCP,
 UN-ES/ATP-GLF/RES, UN-ES/ATP-JUB/CHT, UN-ES/ATP-JUB/CHT/EE,
 UN-ES/ATP-JUB/CHT/IP, UN-ES/ATP-JUB/CHT/ISUP, UN-ES/ATP-JUB/CHT/OP-P-34,
 UN-ES/ATP-JUB/CHT/PDCP, UN-ES/ATP-JUB/CHT/RES, UN-ES/ATP-JUB/CHT/SMS,
 UN-ES/ATP-NC, UN-ES/ATP-NC/CFA, UN-ES/ATP-NC/IP, UN-ES/ATP-NC/ISUP,
 UN-ES/ATP-NC/MI, UN-ES/ATP-NC/OP-FAL, UN-ES/ATP-NC/OP-N, UN-ES/ATP-NC/OP-S,
 UN-ES/ATP-NC/OS, UN-ES/ATP-NC/PDCP, UN-ES/ATP-NC/RES, UN-ES/ATP-NC/SMS,
 UN-ES/ATPP-GAS, UN-ES/ATPP-GAS/EG, UN-ES/ATPP-GAS/OP-GAS,
 UN-ES/ATPP-GAS/OP-PC, UN-ES/ATPP-GAS/PDCP, UN-ES/ATPP-GAS/RES, UN-ES/CE,
 UN-ES/CIPA, UN-ES/PG, UN-ES/PG/PLC, UN-ES/PG/SGO, UN-ES/RH, UN-ES/RH/AM,
 UN-ES/RH/AO, UN-ES/RH/ARH, UN-ES/RH/DRH, UN-ES/SMS, UN-ES/SMS/CLA, UN-ES/SOP,
 UN-ES/SOP/CNTR, UN-ES/SOP/OM, UN-ES/SOP/SG, UN-ES/SOP/SUP, UN-ES/SOP/TTMA,
 UN-ES/ST, UN-ES/ST/CER, UN-ES/ST/EE, UN-ES/ST/EMIA, UN-ES/ST/EP, UN-ES/ST/EPR,
 UN-ES/ST/RCCP

Deve-se dar prioridade à consulta a padrões através do SINPEP, evitando a sua impressão

Impressa:

Destinatários

***** ÚLTIMA FOLHA DO PADRÃO *****