# VOLUME 15º

2001

## TRIBUNAL MARÍTIMO

PROCESSO N. 19489/2001
JUIZ(A) RELATOR(A): SERGIO CEZAR BOKEL
JUIZ(A) REVISOR(A): MARIA CRISTINA DE O. PADILHA
EMBARCACAO(OES) : PETROBRAS XXXVI
DATA DO ACIDENTE : 15/03/2001 HORA: 00:20
LOCAL DO ACIDENTE : BACIA DE CAMPOS
CAMPOS - RJ

(VIDE VERSO)

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PRENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

AUTUAÇÃO

Aos 08 de AGOSTO de dois mil e 01

na Secretaria do Tribunal Marítimo autuo os presentes autos.

Do que fiz este termo.

Obs.: Volume 15º desmembrado conforme abaixo:

Volume 15º- fls. 3.017 até 3.162-a
Volume 15º-A- fls. 3.162-b até 3.361

DIVISÃO JUDICIÁRIA
N.º 3017
TRIBUNAL MARÍTIMO

# CERTIDÃO

CERTIFICO que nesta data é iniciado o 15.º volume do processo TT 14/2012 com cento fls. numeradas a partir de 3017 dos autos. O referido é verdade e dou fé.

Rio 26 de maio de 2013

RMB

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS JUDICIÁRIOS

**JUNTADA**

Aos 26 de maio de 2003 em Secretaria junto aos presentes autos PROVAS ALCEU BARROSO L. NETO e ROBERTO F. ORZENCHOWSKY que adiante segue.
Do que para constar lavrei este termo.

**EXMO. SR. JUIZ RELATOR DA REPRESENTAÇÃO PRIVADA OFERECIDA NO PROCESSO N.º 19.489/01**
**CARLOS FERNANDO MARTINS PAMPLONA**



**ALCEU BARROSO LIMA NETO** e **ROBERTO FERNANDES ORZENCHOWSKY**, nos autos da Representação Privada em epígrafe, vêm, com a presente, ante o despacho de fls., dizer não que não têm mais provas a produzir.

Informam os representados acima que ambos encontram-se assistidos pelo mesma advogada, a qual subscreve a presente.

Rio de Janeiro, 28 de fevereiro de 2003.

**DANIELA RESENDE PASSABOM**
**OAB/RJ 67.596**

JUNTADA

Aos 26 de maio de 2003 em Secretaria junto aos presentes autos Parecer de Nelson Moczydlower que adiante segue.

Do que para constar lavrei este termo.

# MOTTA, FERNANDES ROCHA

ADVOGADOS

NELSON CÂNDIDO MOTTA
ANTONIO CLÁUDIO FERNANDES ROCHA (1921-1995)
PEDRO PAULO CRISTOFARO
OSWALDO DE MORAES BASTOS SOBRINHO
ALAOR DE LIMA FILHO
HELIO SABOYA
HELIO SABOYA FILHO
MARIA LUCIA CANTIDIANO
JULIAN FONSECA PEÑA CHEDIAK
EDUARDO G. DE ARAUJO JORGE
PAULO PENALVA SANTOS
VANILDA FÁTIMA MAIOLINE HIN
ALEXANDRA GARCHET
CARLOS ALBERTO DIREITO FILHO
MÁRCIO MONTEIRO GEA
BRUNO COTECCHIA
ANDRÉ CANTIDIANO
LUIZ CLAUDIO SALLES CRISTOFARO
CLAUDIA GOTTSFRITZ
CARLOS EDUARDO DA COSTA PIRES STEINER
MARCIO MARÇAL F. DE SOUZA
HÉLIA MARCIA GOMES PINHEIRO
JOSÉ ALEXANDRE CORRÊA MEYER
CARLOS EDUARDO MENEZES CÔRTES
MICHAEL ALTIT
ANTONIO JOAQUIM PIRES E ALBUQUERQUE
PATRICIA SALES TEIXEIRA

CONSULTOR:
J. A. PENALVA SANTOS

RIO DE JANEIRO
AV. ALMIRANTE BARROSO, 52 – 5º ANDAR
TELEFONE: + 55 21 2533-2200
TELEFAX: + 55 21 2262-2459
CEP: 20.031-000
mfra@mfra.com.br
www.mfra.com.br

SÃO PAULO
ALAMEDA SANTOS, 2.335 – CJ. 111 – 11º ANDAR
TELEFONE: + 55 11 3082-9398
TELEFAX: + 55 11 3082-3272
CEP: 01-419-002
mfra@mfra.com.br
www.mfra.com.br




Eg Tribunal Marítimo

D.D. Juiz

Dr. Carlos Fernando Martins Pamplona

Ref: Representação Privada no processo nº 19.489/01.



NELSON MOCZYDLOWER, por seu advogado, nos autos do processo acima referendado, cumulado com Representação Privada da autoria do Deputado Eduardo Cosentino da Cunha, em atendimento ao r. despacho de fls. , vem, respeitosamente, à presença de V.Exa. dizer que a prova que deseja produzir é de natureza oral, constituindo-se na oitiva das testemunhas para tanto arroladas no final da defesa que ofereceu e no depoimento pessoal do representante privado, a saber:

**TESTEMUNHAS:**

1) – JOSÉ ANTONIO DE FIGUEIREDO, brasileiro, engenheiro casado, ex-Chefe da Divisão de Projetos de Exploração, no Centro de Pesquisas da Petrobrás, durante todo o período da aquisição e da adaptação da P-36, portador da carteira de identidade IFP/RJ nº. 3256017, inscrito no CPF-MF sob o nº 507.172.357-34, atualmente com endereço nesta cidade (RJ), na Avenida Chile, 65 – 18° andar;

2) – ANTONIO CARLOS JUSTI, brasileiro, casado, engenheiro, ex-Gerente Geral do Empreendimento da P-36, no Serviço de Engenharia da Petrobrás, portador da carteira de identidade IFP/RJ nº I0-27301280, inscrito no CPF-MF sob o nº 268.866.777-72, atualmente com endereço nesta cidade, na Rua General Canabarro, 500 – 7° andar;

3) – JOPER CEZAR DE ANDRADE FILHO, brasileiro, casado, engenheiro, ex-Supervisor do mesmo empreendimento durante a fase de negociação para a compra da Spirit of Columbus para transformá-la em P-36. Reportava-se a Antonio Carlos Justi. Portador da carteira de identidade CREA/RJ nº 81103386-5, inscrito no CPF-MFD sob o nº 708.120.637-91. com endereço comercial nesta cidade (RJ), no Aeroporto Internacional do Rio de Janeiro – Ed. UAC – sala 427;



4) – HENÍDIO QUEIROZ JORGE, brasileiro, casado, engenheiro mecânico, ex-Gerente da obra de conversão da P-36 em Quebec, portador da carteira de identidade IFP/RJ nº 2732387, inscrito no CPF-MF sob o nº 509.885.067-34, com endereço, nesta cidade, na Rua General Canabarro, 500 – 6° andar;

5) – GERMAN EFROMOVICH, brasileiro, casado, engenheiro, portadora da carteira de identidade SSP nº 4180036, inscrito no CPF-MF sob o nº 455.996.618-49, residente na cidade de São Paulo (SP), na Rua Albuquerque Lins e Silva 1128 e com endereço comercial nesta cidade, na Av. Almirante Barroso, 52 – 34° andar, Presidente do Grupo Marítima; e

6) – ALBERTO JESUS PADILLA LISONDO, chileno, casado, engenheiro, portador da carteira de identidade W 520829B DPMAF/DPF, inscrito no CPF-MF sob o nº 852.154.068-04, atualmente com endereço nesta cidade, na Rua da Assembléia, 10 – sala 2002. Era o

supervisor, pela Marítima, das obras de conversão da P-36, que se realizaram no Estaleiro Davies Industries (Quebec).

**DEPOIMENTO PESSOAL:**

EDUARDO COSENTINO DA CUNHA, brasileiro, separado, agora deputado federal, economista, portador da carteira de identidade CRE nº 513.303, inscrito no CPF-MF sob o nº 504.479.717-00, com endereço nesta cidade, onde, como indicado na Representação que interpôs, mantém escritório na Av. Nilo Peçanha, 50 – sala 910 e, alternativamente, em Brasília (DF), na Palácio do Congresso Nacional, Edifício Principal, Praça dos Três Poderes – Gabinete 510 – Anexo IV (CEP 70.160-900).

Com o propósito de colaborar para a celeridade processual, o representado se propõe a reduzir o número de testemunhas que deseja sejam ouvidas, elegendo, das seis inicialmente indicadas, apenas três: (i) JOSÉ ANTONIO DE FIGUEIREDO; (ii) ANTONIO CARLOS JUSTI; e (iii) ALBERTO JESUS PADILLA LISONDO, facultado a V.Exa. ou à Corte substituí-las por outras constantes da relação inicial ou mesmo requisitar o depoimento de todas nela nomeadas.

Na oportunidade, o suplicante disponibiliza para V.Exa. cópia integral de todo processo que tramitou pelo Col. Tribunal de Contas da União a respeito do trágico acidente da denominada P-36 (proc. nº 003.007/2001-3).

Portanto, caso V.Exa. não tenha em mãos cópia dos referidos autos (7 volumes) que versam sobre o mesmo tema que é objeto de exame pela douta Corte de Contas e se porventura desejar consultá-los, o signatário, sinalizado, os apresentará de imediato à Secretaria do Tribunal.

Rio de Janeiro, 07 de abril de 2003.



Helio Saboya
advogado, insc. 9.524-OAB/RJ

DIVISÃO JUDICIÁRIA
N.º 3024
TRIBUNAL MARÍTIMO

JUNTADA

Aos 26 de maio de 2003 em Secretaria junto aos presentes autos PROVAS AMERICAN BUREAU SHIPPING que adiante segue.

Do que para constar lavrei este termo.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL:
JOSÉ CARLOS PUSCOL BURIÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

# PRISCO PARAISO, CATTLEY & CARVALHO NETO
## ADVOGADOS

RUA TEÓFILO OTONI, 93
20090-080 RIO DE JANEIRO RJ

TELEFONE: ★ [021] 2203.3600
FACSÍMILE: [021] 2518.2754
E-MAIL: PCN@PCN.COM.BR

HAMILTON PRISCO PARAISO
HAMILTON PRISCO PARAISO JR.
KENNETH ASHLEY T. L. CATTLEY
A. DANIEL DE CARVALHO NETO
PEDRO HENRIQUE DO VALE C. PEREZ
SIBELE SENA CAMPELO
MARINA RAQUEL ITKIS SCHECHTER
CAROLINA DE CAMARGO B. DE CASTRO
FLÁVIO POUGY DE REZENDE MARTINS
LEILA MARCIA MACIEL NEVES
HELOISA JOHANSSON
ALEXANDRE CHEDE TRAVASSOS
PILAR DE LEMOS LEONI CASTRO Y PEREZ
CARLOS RANGEL DE PAIVA ABREU
KATHERINE SPYRO SPYRIDES

*CONSULTOR*
TERENCIO P. CATTLEY

Exmo. Sr. Comandante SERGIO CEZAR BOKEL
M.D. Juiz Relator



PROCESSO Nº 19489/2001

**AMERICAN BUREAU OF SHIPPING**, nos autos do processo em referência, que tramita perante esse E. Tribunal, vem, por seus procuradores abaixo assinados, em cumprimento ao r. despacho de fls. 3003, dizer para em seguida requerer a V. Exa. o que se segue:

1. **TEMPESTIVIDADE**

[d] revelar a natureza independente do estudo a todas as entidades a que fosse apresentado.

2.3. A Requerente, em fiel cumprimento aos termos de contratação da ATKINS BENHAM INC., requer assim a juntada em provas de via original assinada do Relatório Técnico Independente elaborado pelos referidos consultores.

2.4. Espera a Requerente que este relatório constitua subsídio útil ao esclarecimento dos fatos, no desempenho da elevada missão deste E. Tribunal.

Nestes Termos,
Pede Deferimento.

Rio de Janeiro, 09 de abril de 2003.

Kenneth Cattley
OAB/RJ 36.218

Katherine Spyro Spyrides
OAB/RJ 118.246

1.2. Tendo em vista a multiplicidade de representados com patronos distintos e face ao disposto nos artigos 298 e 191[1] do Código de Processo Civil, aplicável subsidiariamente por força do artigo 155 da Lei nº 2.180, de 05 de fevereiro de 1954, conforme o artigo 50 do RITM, o prazo em questão deve ser de dez dias, vencendo em 11 de abril de 2003.

1.3. Manifesta, assim, a tempestividade da presente.

## 2. DAS PROVAS

2.1. Como parte da apuração interna que conduziu em seguida ao lamentável acidente com a plataforma P-36, a Requerente contratou a respeitada empresa de consultoria em estruturas marítimas e investigação de acidentes, ATKINS BENHAM INC., com sede em Houston, Texas, Estados Unidos da América, para elaboração de relatório relativo à classificação de área perigosa na coluna de ré a boreste da UFP P-36 e a existência de relação entre esta e o acidente.



2.2. Os termos de contratação da ATKINS BENHAM INC., citados no relatório, destinaram-se a assegurar a **absoluta independência** dos consultores no exame da questão que lhes foi submetida, e incluem as seguintes obrigações da Requerente:

[a] não interferir no exame dos fatos e na preparação do relatório;

[b] somente disponibilizar o relatório a terceiros, inclusive ao Tribunal Marítimo, em sua versão integral e sem qualquer edição;

[c] fornecer aos consultores cópias autênticas dos relatórios sobre a P-36 publicados no Brasil; e,

"Free translation"



# REPORT TO THE AMERICAN BUREAU OF SHIPPING ON HAZARD AREA CLASSIFICATION WITHIN THE AFT STARBOARD COLUMN OF THE P-36 FPU

# RELATÓRIO PARA O AMERICAN BUREAU OF SHIPPING SOBRE CLASSIFICAÇÃO DE ÁREA PERIGOSA NA COLUNA DE RÉ A BORESTE DA UFP P-36

**2001001002-ER-01**

**March 2003**

**2001001002-ER-01**

**Março de 2003**



Prepared for:

The American Bureau of Shipping
ABS Plaza
16855 Northchase Drive
Houston, TX 77060-6008

Prepared by:

Atkins Benham Inc.
11200 Richmond Avenue
Suite 300
Houston TX 77082
Tel: +1 281 496 1073
Fax: +1 281 496 1225

Preparado para:

The American Bureau of Shipping
ABS Plaza
16855 Northchase Drive
Houston, TX 77060-6008

Preparado por:

Atkins Benham Inc.
11200 Richmond Avenue
Suite 300
Houston TX 77082
Tel: +1 281 496 1073
Fax: +1 281 496 1225

ATKINS

TABLE OF CONTENTS



CONTEÚDO

# 1. INTRODUCTION

## 1.1 Background

The P36 floating production unit (FPU) foundered in March 2001 with the loss of 11 lives. The preliminary report by the Commission charged with investigating the incident (released approximately 30 days after the accident) presented the following general conclusions:

1. The unit sustained severe multi-compartment flooding of the hull (beyond maximum design damage tolerance), resulting in submergence of down-flood points penetrating the deck box above the column top (e.g. chain hawse pipes). Progressive flooding into initially undamaged spaces led to the capsize and eventual loss of the unit.

2. The event was determined to have been caused by an internal, rather than external breach of the hull.

3. Two explosions were associated with the flooding event, and ten deaths. occurred during the second and larger of the two explosions. One man died later on route to hospital.

4. Despite the severe amount of flooding, the unit remained afloat while the remaining 165 crewmen were successfully evacuated.

5. The unit continued to survive for several days while salvage teams worked unsuccessfully to try to recover buoyancy and stability.

The investigation identified process drain tankage in the lower hull as the primary source of the explosions. This drain tank was designated the Emergency Drain Tank (EDT).

# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1 Histórico

A unidade flutuante de produção (UFP) P-36 submergiu em Março de 2001 com perda de 11 vidas. O relatório preliminar da Comissão designada para investigar o incidente (liberado aproximadamente 30 dias após o acidente) apresentou as seguintes conclusões gerais:

1. A unidade sofreu severo alagamento de diversos compartimentos do casco (além da tolerância máxima de projeto em avaria), resultando em submersão de pontos de alagamento penetrando no convés superior acima do teto da coluna (por exemplo, os escovéns). Alagamento progressivo em espaços inicialmente não alagados levaram ao afundamento e eventual perda da unidade.

2. O evento foi considerado como causado por uma avaria interna do casco, ao invés de externamente ao mesmo.

3. Duas explosões foram associadas ao evento alagamento, e dez mortes ocorreram enquanto durante a segunda e mais ampla das explosões. Um homem faleceu posteriormente a caminho do hospital.

4. A despeito do severo alagamento, a unidade permaneceu flutuando enquanto 165 tripulantes eram desembarcados com sucesso.

5. A unidade sobreviveu por vários dias enquanto equipes de salvatagem trabalharam sem sucesso na tentativa de restabelecer sua flutuabilidade e estabilidade.



A investigação identificou a tancagem de dreno de processo no casco inferior como causa primária das explosões. Esse tanque de dreno foi designado Tanque de Dreno de

Accessible space adjacent to the drain tank was not classed as hazardous.

Emergência (TDE). O espaço adjacente de acesso ao tanque de dreno não era classificado como área perigosa.

## 1.2 Purpose and Scope

Atkins Benham Inc. (ABI) were retained by the American Bureau Of Shipping (ABS) to undertake an independent review of the area classification requirements for the areas adjacent to the starboard emergency drain tank (EDT) on the P-36 unit, and assess their implications with respect to the incident that led to the eventual loss of the unit. This document presents the results of this review.

ABI accepted this assignment subject to the understanding that:

(a) it would accept no undue interference from ABS or any other party in the examination of the facts and preparation of this report;

(b) if this report were to be made available to any other party, it would be done so without editing and regardless of its conclusions;

(c) ABS would make available to Atkins copies of all reports regarding the P-36 as they were made public in Brazil; and

(d) ABS would disclose the independent nature of this review to all concerned.

The final P-36 disaster report was released to the public domain on 22 June 2001 by the Petrobras investigation commission. The commission had continued assistance and advice from a team of DNV (Norwegian Class Society) observers. In addition, two separate Brazilian government bodies called "ANP" & "DPC", produced their own viewpoint on the event. The ANP is the Brazilian National Petroleum Agency, while the DPC is the Ports and Coasts Directorate of the Brazilian Navy Command. These reports focused on determination of the root cause(s) of the

## 1.2 Objetivo e Escopo

A Atkins Benham Inc. (ABI) foi contratada pelo American Bureau of Shipping (ABS) para conduzir um estudo independente dos requisitos de classificação de área para as áreas adjacentes ao tanque de emergência de boreste (TDE) na unidade P-36, e analisar suas implicações com respeito ao incidente que levou à eventual perda da unidade. Este documento apresenta o resultado desse estudo.

A ABI aceitou esse compromisso sujeito às seguintes premissas:

(a) não seria aceita nenhuma interferência indevida do ABS ou terceiros no exame dos fatos e preparação deste relatório;

(b) se este relatório fosse disponibilizado para terceiros, o seria sem edição e independentemente da sua conclusão;



(c) O ABS disponibilizaria a Atkins cópias dos relatórios sobre a P-36 da forma como foram publicados no Brasil; e

(d) O ABS revelaria a natureza independente deste estudo a todos os interessados.

O relatório final do desastre com a P-36 foi liberado ao domínio público em 22 de junho de 2001 pela comissão de investigação da Petrobras. A comissão teve assistência contínua e consultoria de uma equipe de observadores do DNV (Sociedade Classificadora Norueguesa). Além disso, duas organizações governamentais independentes, chamadas ANP e DPC, produziram seus próprios relatórios sobre o evento. A ANP é a Agência Nacional de Petróleo brasileira, enquanto que a DPC é a Diretoria de Portos e Costas do Comando

explosions that fatally compromised the stability and buoyancy of the rig.

Naval Brasileiro. Esses relatórios enfocaram a determinação da raiz das causas das explosões que comprometeram irreversivelmente a estabilidade e a flutuabilidade da plataforma.

With the purpose of ensuring independence, this ABI assessment was based entirely on published information relating to the incident that was available in the public domain and the current industry standards and codes of practice; no additional analysis or investigation was undertaken.

Com o objetivo de assegurar independência, esta análise da ABI foi baseada inteiramente em informação publicada sobre o incidente disponibilizada ao público, e nos padrões correntes da indústria e códigos de aplicação; nenhuma análise ou investigação adicional foi levada a efeito.

The incident itself has been well documented elsewhere by others and is not described in detail in this document.

O incidente em si foi bem documentado em outras publicações e não está descrito em detalhes neste documento.



## 1.3 Platform description

## 1.3 Descrição da plataforma

The P-36 Floating Production Unit (FPU) was installed offshore Brazil in the Campos Basin, approximately 150 km from Rio de Janeiro in 1,360m water depth. The unit entered production in May 2000 with a capacity to produce 180,000 barrels of oil, and 7.2 million cubic metre of natural gas, per day.

A unidade flutuante de produção P-36 (UFP) foi instalada na costa brasileira na Bacia de Campos, a aproximadamente 150 km do Rio de Janeiro e 1.360m de lâmina d'água. A unidade entrou em produção em maio de 2000 com capacidade para produzir 180.000 barris de petróleo, e 7,2 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia.

The vessel was converted from a self-propelled semi-submersible drilling unit, which was originally intended to operate in the North Sea with a daily production capacity of 100,000 barrels of oil and 2 million cubic metre of natural gas. The converted unit, with the newly assigned FPS (Hull, topsides, mooring) classification designation, retained her class with Registro Italiano Navale (RINA) whilst American Bureau of Shipping (ABS) was additionally contracted to certify the topsides process equipment.

A embarcação foi convertida de uma unidade de perfuração semi- submersível auto propulsada, que era originalmente projetada para operar no Mar do Norte com capacidade de produção diária de 100.000 barris de petróleo e 2 milhões de metros cúbicos de gás natural. A unidade convertida, com a nova designação de classe atribuída, FPS (casco, plantas de processo, amarração), manteve sua classe com o Registro Naval Italiano (RINA), enquanto o American Bureau of Shipping (ABS) foi contratado adicionalmente para certificar a planta de processo do convés.

The vessel comprised twin pontoons and four columns, two fore and two aft. The deck structure supported on the four columns comprised three levels and supported quarters, utility and production facilities.

A embarcação incorporava dois flutuadores e quatro colunas, duas a vante e duas a ré. A estrutura do convés suportada pelas quatro colunas compreendia três níveis e suportava compartimentos habitáveis, equipamentos e plantas de produção.

Figure 1-1 (from the Commission Report) shows a cutaway view of the starboard aft column, where the 'explosions' took place. The drain tankage "wraps around" the outside perimeter of both aft columns of the rig. There are identical drain tanks on the port and starboard sides. The aft position places the tanks near the deck mounted process equipment, away from the designated collision zones, and the lower position was probably attractive to the designers, given general gravity drainage requirements. The drain tanks are located near/below the normal waterline of the rig, and a large seawater intake pipe ("linha de recalque de agua do mar") runs nearby in its route from the sea chest low in the pontoon up to the deck levels.

A figura 1-1 (do Relatório da Comissão) mostra um corte da coluna de ré de boreste, onde as explosões tiveram lugar. O tanque de dreno circunda o perímetro externo de ambas as colunas de ré da plataforma. Há idênticos tanques de dreno a boreste e a bombordo. A posição de ré coloca os tanques próximos à planta de processo, afastados das chamadas zonas de colisão, e a posição mais baixa foi provavelmente considerada mais interessante para os projetistas, oferecendo requisitos gerais de drenagem por gravidade. Os tanques de dreno são localizados perto/abaixo da linha d'água normal da plataforma, e uma grande linha de recalque da água do mar corre perto deles em seu caminho da caixa de mar baixa no flutuador até o nível do convés.

Figure 2 provides a schematic line diagram of the drain tank piping that is critical to understanding the sequence of events that apparently led to the explosions and ultimately the loss of the unit. The sketch depicts the flow-paths available to the operators. The most likely arrangement of open and closed valves and blind flanges is also depicted, as they are believed to have been set up at the time of the event.

A figura 2 mostra um diagrama esquemático da tubulação do tanque de dreno que é crítico para o entendimento da seqüência de eventos que aparentemente conduziram às explosões e ultimaram a perda da unidade. O esquema demonstra os caminhos de fluxo à disposição dos operadores. O arranjo mais provável de abertura e fechamento das válvulas e flanges cegos está também representado, como se acredita que eles estivessem posicionados no momento do evento.



According to the ANP/DPC investigation [5], the drain tankage served numerous sources in the process system. Each drain tank was arranged with a single piping run for either filling or emptying (thus requiring extensive operator intervention and "line-up" of valves to suit the required mode). Each was also arranged with a single vent to flare. The port and starboard tanks were on a common header so that either could serve as a drain for the same process sources. This single fill/discharge run had the effect that the drain tank contents could be discharged into the production header. According to the ANP report, the drain tanks were designed to be connected to the production header only for the purpose of receiving fluid used in

De acordo com a investigação da ANP/DPC [5], a tancagem de dreno servia inúmeras fontes no sistema de processamento. Cada tanque de dreno era provido de uma única tubulação, tanto para encher como para esvaziar (necessitando assim extensiva intervenção do operador e posicionamento das válvulas para atender ao modo requerido). Cada um era também provido de um único suspiro de ventilação. Os tanques de bombordo e boreste eram conectados, de modo que qualquer um podia servir de dreno para a mesma fonte de processamento. Essa linha única de enchimento/descarga teve o efeito de permitir que o conteúdo do tanque de dreno pudesse ser descarregado na tubulação

hydrostatic testing of the production vessels.

("manifold") de produção. Conforme relatório da ANP, os tanques de dreno foram projetados para serem conectados à tubulação de produção somente com a finalidade de receberem fluido usado em teste hidrostático de vasos da planta de produção.

## 1.4 Certification versus Classification

It is useful here, to draw the distinction between the terms 'classification' and 'certification' as applied to offshore fixed or floating installations. Certification implies compliance with the accepted standards at a given point in time. The term classification indicates that the installation is designed, constructed, installed and surveyed in compliance with the accepted standards, and the continuance of classification is dependent on the fulfilment of requirements for periodic surveys after construction. Classification can therefore be considered a continuous process aimed at independently verifying the unit is in compliance with the agreed standards.

## 1.4 Certificação versus Classificação

É útil aqui destacar a distinção entre os termos "classificação" e "certificação" como aplicado a instalações fixas e flutuantes na plataforma marítima. Certificação implica conformidade com padrões aceitos, em dado instante de tempo. O termo classificação indica que a instalação é projetada, construída, instalada e vistoriada em conformidade com padrões aceitos, e a continuidade de classificação é dependente de preenchimento de requisitos de vistorias periódicas após a construção. Classificação pode, portanto, ser considerada um processo contínuo, objetivando verificar se a unidade está em conformidade com os padrões acordados.

## Coluna de Popa Boreste

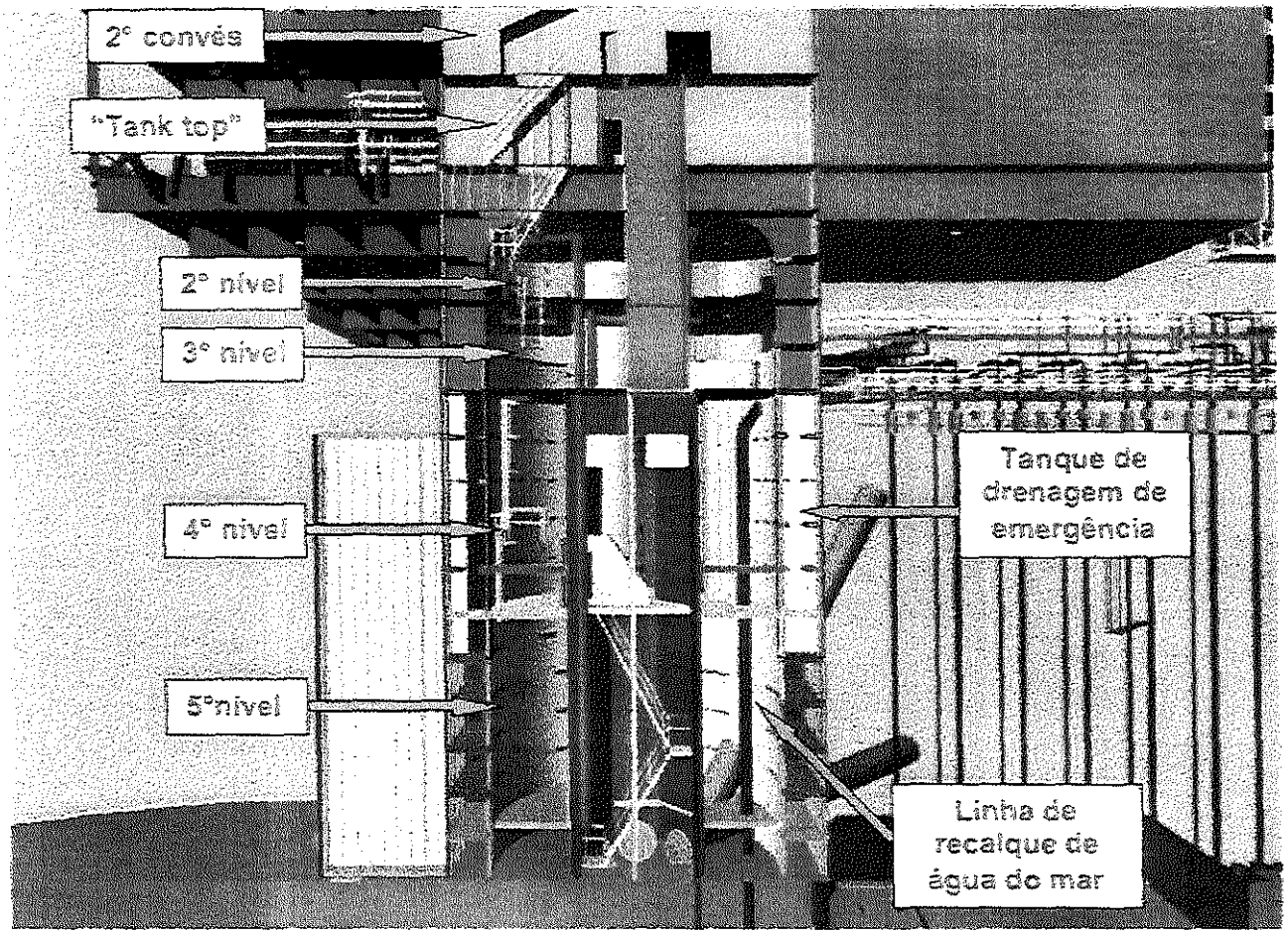



**Figure 1-1: Cut-away View of the Starboard Aft Column**

**Figura 1-1: Vista em corte da Coluna de Popa de Boreste**

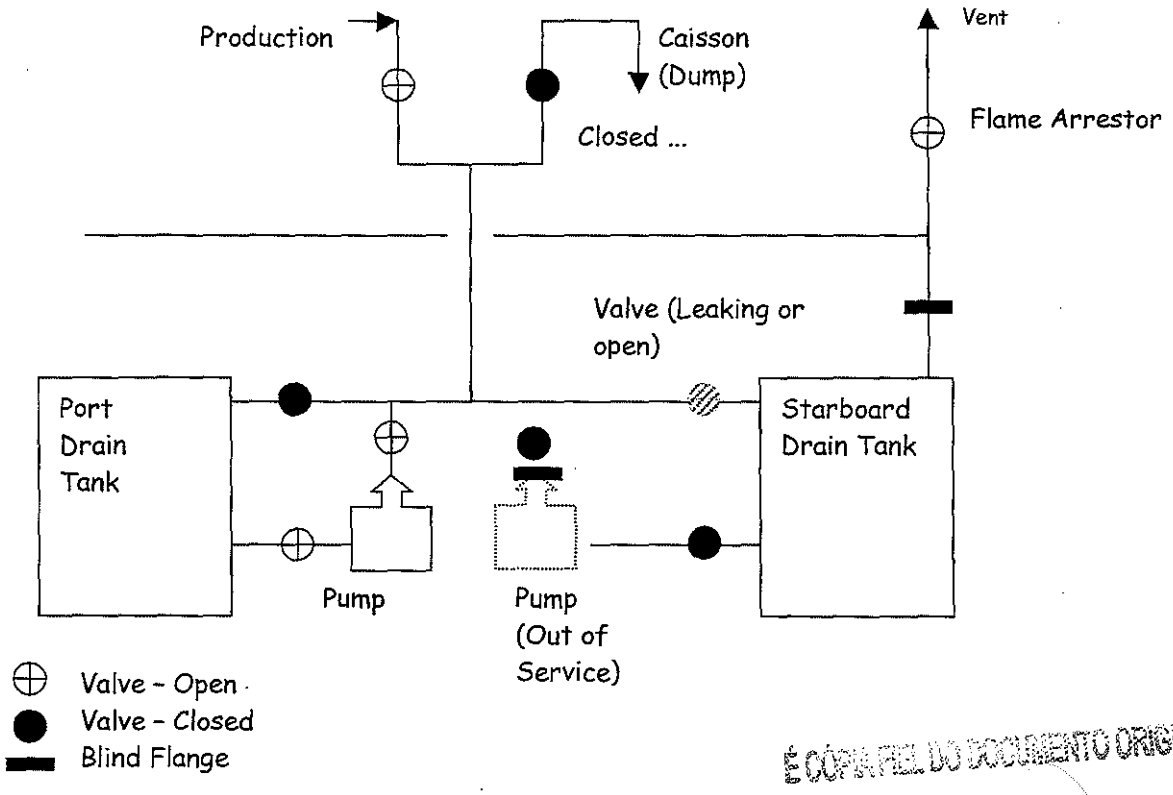





Figure 1-2: P36 Drain Tank Piping Diagram

Figura 1-2: Diagrama da Tubulação do Tanque de Dreno

## 2. AREA CLASSIFICATION

### 2.1 Purpose of Area Classification

Before analysing the requirement for area classification, it is useful to consider the purpose of area classification and what area classification is intended to protect against.

API RP 500 [2] defines the purpose of area classification as follows::

The purpose of area classification is to ensure that ignition sources are not available to ignite potential flammable atmospheres. This is to be achieved by dividing the facility into classified hazardous areas and non-hazardous areas, based on probability of release. The main reasons for classifying the facility into hazardous areas are as follows:

- To ensure that sources of ignition are segregated from sources of flammable gas
- To assist in the appropriate location of air inlets and outlets for ventilation systems
- To ensure that life savings appliances and emergency control are sufficiently identified and provided.

API RP 500 [2, Section 7.1.1] states that locations are classified solely for the selection, design and installation of electrical equipment. It should not be implied that it is safe to have non-electrical sources of ignition in unclassified areas.

The intent of the IEC document is broadly similar. [1, Section 3.2] It states that, "area classification is a method of analysing and classifying the environment where explosive gas atmospheres may occur so as to facilitate the proper selection and installation of apparatus to be used safely in that

## 2. CLASSIFICAÇÃO DE ÁREA

### 2.1 Objetivo da Classificação de Área

Antes de analisar os requisitos da classificação de área, é útil considerar o seu objetivo e contra o que a classificação de área pretende proteger.

A API RP 500 [2] define o objetivo da classificação de área como segue:

O propósito da classificação de área é assegurar que fontes de ignição não se façam presentes para detonar atmosferas potencialmente inflamáveis. Isso é para ser atingido dividindo a instalação em áreas classificadas como perigosas e áreas não-perigosas, baseado em probabilidade de vazamento. As principais razões para classificar a instalação em áreas perigosas são as seguintes:



- Assegurar que as fontes de ignição sejam segregadas das fontes de gás inflamável
- Auxiliar na apropriada localização de tomadas e saídas de ar para os sistemas de ventilação
- Assegurar que os equipamentos salva-vidas e de controle de emergência sejam providos e suficientemente identificados.

O API RP 500 [2, Seção 7.1.1] estabelece que os locais são classificados somente para seleção, projeto e instalação de equipamento elétrico. Não deve ser inferido que é seguro haver fontes não elétricas de ignição em áreas não classificadas.

O objetivo do documento IEC é genericamente similar. [1, Seção 3.2] Ele estabelece que "classificação de área é um método de análise e classificação de ambiente onde gases atmosféricos explosivos podem ocorrer a fim de facilitar a adequada seleção e instalação de

environment, taking into account gas groups and temperature classes".

The intention of area classification then, is to protect against the ignition of fugitive flammable gas or vapor release during normal operations, or as a result of an unusual occurrence or abnormal operation. Such unusual occurrence or abnormal operations are conditions that would have been considered during the design, for example operation of topsides facilities during the commissioning phase may be considered abnormal operations. Specifically excluded from the scope of the API [2, Section 1.2.1] and IEC [1, Section 1.1] recommendations are the potential gas or vapour releases from catastrophes such as blowouts and process vessel or pipeline ruptures. Such extreme conditions require appropriate emergency response measures at the time of occurrence.

Area classification does not eliminate potential ignition sources, but rather it aims to minimise the risk of ignition from electrical equipment and associated wiring, during normal operations. 'Normal operation' in this context is defined in [1, Section 2.8] as the situation when the equipment is operating within its design parameters.

## 2.2 Electrical Area Classification Requirements

### 2.2.1 Criteria for Area Classification

The decision on whether to classify an area is normally based on the probability that flammable gases or vapors may be present. Possible sources of release include vents, flanges, control valves, drains, pumps and compressor seals, fittings and floating roof seals. Once the decision to classify an area is made, the next step would be to assign the appropriate designation. This latter step must consider the probability of whether a

dispositivos a serem usados com segurança naquele ambiente, levando-se em conta grupos de gás e classes de temperatura".

A intenção da classificação de área, então, é proteger contra a ignição de gás inflamável vazado ou vapor escapado durante operações normais, ou como resultado de ocorrência pouco comum ou operação anormal. Tais ocorrências pouco comuns ou operações anormais são condições que teriam sido consideradas durante o projeto. Por exemplo, a operação da planta de produção durante a fase de comissionamento pode ser considerada uma operação anormal. Especialmente excluídas do escopo das recomendações do API [2, Seção 1.2.] e IEC [1, Seção 1.1] são o gás ou vapor potencial liberado de catástrofes como explosões ou ruptura de vasos ou tubulações de processamento. Tais condições extremas requerem medidas apropriadas para resposta de emergência no momento da ocorrência.

A classificação de áreas não elimina as fontes potenciais de ignição, mas objetiva minimizar o risco de ignição proveniente de equipamentos elétricos e cabeamento associado, durante operação normal. 'Operação normal' neste contexto é definido em [1, Seção 2.8] como situação em que o equipamento é operado dentro dos parâmetros de projeto.



## 2.2 Requisitos de Classificação de Área com Instalações Elétricas

### 2.2.1 Critérios para classificação de área

A decisão sobre classificar uma área é normalmente baseada na probabilidade de gases ou vapores inflamáveis estarem presentes. Possíveis fontes de liberação incluem suspiros, flanges, válvulas de controle, drenos, bombas e selos de compressores, acessórios e selos de tetos flutuantes. Uma vez tomada a decisão de classificar a área, o próximo passo seria atribuir a designação apropriada. Esse

flammable gas or fugitive vapor release is likely to occur in sufficient quantities to be ignitable during normal operations, or as a result of an unusual occurrence or abnormal operation.

último passo deve considerar probabilidade da liberação de gás inflamável ou vapor escapado ocorrer em quantidades suficientes para que haja ignição durante operação normal, ou como resultado de ocorrência pouco comum ou operação anormal.

A *Classified Location* is a location where, due to the possible or actual presence of flammable gases, vapours, or liquids, or combustible dusts, or easily ignitable fibers or flyings, the use of electrical equipment may present a source of ignition, which may result in a fire or explosion. An *Unclassified Location*, therefore, is a location that is not classified. This concept is important, as the sole interest in classifying the location is for the application of electrical equipment. Standards used to determine classified locations for electrical equipment are not intended to be used for application of non-electrical equipment, nor are they intended to indicate hazards to personnel [4], [1, Section 1.1] and [2, Section 1.2.1]. It is not implied that it is safe to have non-electrical sources of ignition in unclassified areas.

Um *Local Classificado* é aquele onde, devido a possível ou real presença de gases inflamáveis, vapores, ou líquidos, ou poeiras combustíveis, ou fibras ou partículas em suspensão facilmente inflamáveis, o uso de equipamento elétrico pode apresentar a fonte de ignição que pode resultar em incêndio ou explosão. Um *Local sem Classificação*, portanto, é o local que não é classificado. Esse conceito é importante, pois o único interesse em classificar o local é para aplicação de equipamento elétrico. Padrões usados para determinar locais classificados para equipamentos elétricos não têm objetivo de serem usados para aplicação a equipamentos não elétricos, nem para indicar risco para pessoas [4], [1, Seção 1.1] e [2, Seção 1.2.1]. Não é implícito que seja seguro haver fontes não elétricas de ignição em áreas não classificadas.



### 2.2.2 Fourth Level

The starboard emergency drain tank (EDT) was located in the fourth level of the starboard aft column. Official investigations following the incident identified this EDT as the primary source of the explosions that led to the eventual loss of the unit. This section considers whether the area adjacent the EDT should have been classified as a hazardous area.

The guidelines presented in API RP 500 [2] and in the IEC standards [1] were reviewed to assess whether the area adjacent the starboard EDT should have been classified. The API RP 500 [2] classification process is described in the flowchart presented in Figure 3-1 and the IEC standards classification process is described in the flowchart

### 2.2.2 Quarto nível

O tanque de dreno de emergência de boreste (TDE) era localizado no quarto nível da coluna de popa de boreste. Investigações oficiais após o incidente identificaram este TDE como a fonte primária das explosões que levaram à eventual perda da unidade. Esta seção considera se a área adjacente ao TDE deveria ser classificada como área perigosa.

As recomendações apresentadas no API RP 500 [2] e nos padrões IEC [1] foram revistas para analisar se a área adjacente do TDE de boreste deveria ser classificada. O processo de classificação API RP 500 [2] é descrito no diagrama de fluxo apresentado na Figura 3-1 e os padrões do processo de classificação IEC são descritos no diagrama

presented in Figure 3-2.

Following this process, and assuming that the area is adequately ventilated, leads to the result that the area adjacent to the starboard EDT could have been classified as Class 1, Division 2, or similar. This conclusion is based on the reported operational use of the EDT at the time of the accident. A review of the design basis documentation indicated that a different use of the EDT was envisaged during the design. This may have influenced the Area Classification requirements.

A similar process can be followed using the IEC [1] recommendations, resulting in a zone 2 classification for the EDT and surrounding area, with the potential for a secondary grade release. Again this conclusion is based on the reported operational use, or mis-use, of the EDT at the time of the accident.

Had this area been so classified, electrical equipment and associated wiring methods would have then been specified accordingly, with the aim to reduce, but not eliminate, potential ignition sources. In addition it is likely that gas detection equipment would have been provided, in accordance with API RP 14C [3] for example.

### 2.2.3 Adjacent Areas - Third Level

The area in the starboard aft column above the fourth level EDT, the third level, was an enclosed area. Classification of this area requires detailed information of, the barrier between this area and the fourth level, the available access between the two levels and the provision, direction and monitoring of ventilation. Such information may be obtainable from the owners or from the classification society, RINA. However, from available information, it is expected that a watertight flat would have been provided between the fourth and third levels; in which

de fluxo apresentado na Figura 3-2.

Seguindo esse processo, e assumindo que a área é adequadamente ventilada, se chega ao resultado de que a área adjacente ao TDE de boreste poderia ter sido classificada como Classe 1, Divisão 2, ou similar. Essa conclusão é baseada no uso operacional do TDE no momento do acidente. Uma revisão na documentação base do projeto indica que uso diferente do TDE foi previsto durante o projeto. Isso pode ter influenciado os requisitos de Classificação de Área.

Um processo similar pode ser seguido usando as recomendações do IEC [1], resultando numa zona 2 de classificação para o TDE e áreas adjacentes, com potencial para um grau secundário de liberação. Novamente essa conclusão é baseada no uso operacional relatado, ou uso indevido, do TDE no momento do acidente.

Houvesse essa área sido assim classificada, equipamento elétrico e métodos de cabeamento associados teriam sido especificados em consonância, com o objetivo de reduzir, mas não eliminar, fontes potenciais de ignição. Além disso, é provável que o equipamento de detecção de gás tivesse sido instalado de acordo com o API RP 14C [3], por exemplo.



### 2.2.3 Áreas adjacentes – terceiro nível

A área na coluna de popa de boreste acima do quarto nível TDE, o terceiro nível, era uma área fechada. Classificação dessa área requer informação detalhada de barreira entre essa área e o quarto nível, acesso disponível entre os dois níveis, e provisão, direção e monitoramento da ventilação. Tais informações podem ser obtidas dos proprietários ou da sociedade classificadora, RINA. Entretanto, das informações disponíveis, seria de se esperar que uma plataforma estanque fosse provida entre o quarto e o terceiro níveis; neste

case, the third level should not have required hazardous area classification as a result of the EDT at the fourth level.

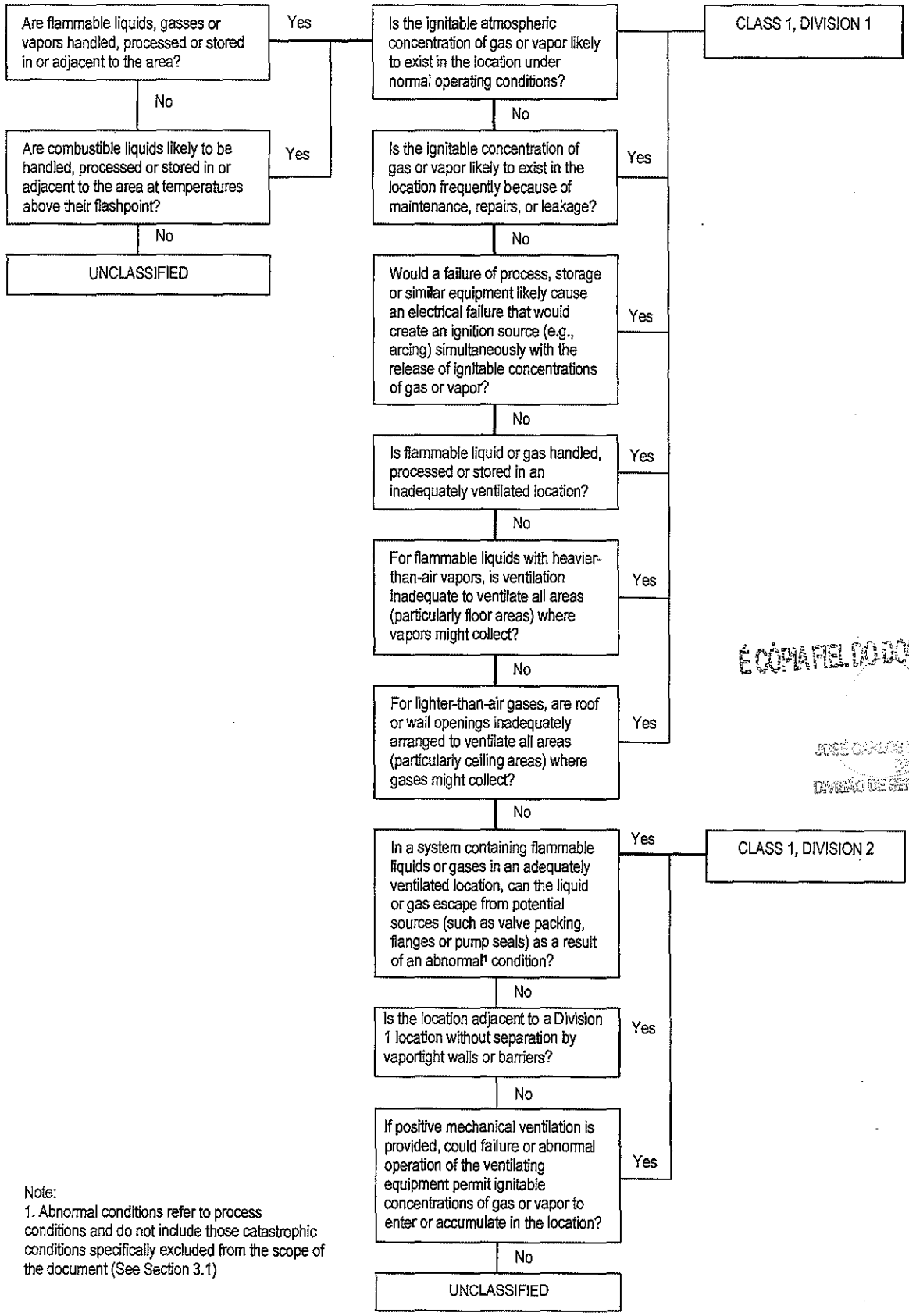
caso, o terceiro nível não necessitaria classificação de área perigosa em função do TDE no quarto nível.

### 2.2.4 Adjacent Areas - Second Level and Tank Top

As in the case of the third level, it is expected that a watertight barrier would have been provided between the third and second levels; in which case, the second level should not have required hazardous area classification as a result of the EDT at the fourth level.

### 2.2.4 Áreas adjacentes – Segundo nível e teto do tanque

Como no caso do terceiro nível, haveria expectativa de que uma barreira estanque fosse feita entre o terceiro e o segundo níveis, caso em que o segundo nível não necessitaria classificação de área perigosa em função do TDE no quarto nível.




Note:
1. Abnormal conditions refer to process conditions and do not include those catastrophic conditions specifically excluded from the scope of the document (See Section 3.1)



**Figure 3-1: Electrical Area Classification Flowchart [2, Appendix E]**

São líquidos, gases ou vapores inflamáveis processados ou armazenados dentro ou adjacente à área?

Sim → Há probabilidade de existir no local concentração de gás ou vapor na atmosfera inflamável sob condições normais de operação? → CLASSE 1, DIVISÃO 1

Não → Há probabilidade de líquidos combustíveis serem manipulados, processados ou armazenados dentro ou em áreas adjacentes, a temperaturas acima de seus pontos de ignição?

Sim → Há probabilidade de existir no local concentração de gás ou vapor na atmosfera inflamável sob condições normais de operação?

Não → Não classificadas

Há probabilidade de existir no local concentração de gás ou vapor na atmosfera inflamável sob condições normais de operação?

Não → Há probabilidade de existir concentração inflamável de gás ou vapor com freqüência no local em função de manutenção, reparos ou vazamento?

Sim → CLASSE 1, DIVISÃO 1

Há probabilidade de existir concentração inflamável de gás ou vapor com freqüência no local em função de manutenção, reparos ou vazamento?

Não → Há probabilidade de uma falha de processo, armazenagem ou equipamento similar causar uma falha elétrica que criaria uma fonte de ignição (p.ex., arco) simultaneamente com a liberação de concentrações inflamáveis de gás ou vapor?

Sim → CLASSE 1, DIVISÃO 1

Há probabilidade de uma falha de processo, armazenagem ou equipamento similar causar uma falha elétrica que criaria uma fonte de ignição (p.ex., arco) simultaneamente com a liberação de concentrações inflamáveis de gás ou vapor?

Não → Líquido ou gás inflamável é manipulado, processado ou armazenado em local inadequadamente ventilado?

Sim → CLASSE 1, DIVISÃO 1

Líquido ou gás inflamável é manipulado, processado ou armazenado em local inadequadamente ventilado?

Não → Para líquidos inflamáveis com vapores mais pesados que o ar, a ventilação é inadequada para ventilar todas as áreas (particularmente áreas de piso) onde os vapores podem se acumular?

Sim → CLASSE 1, DIVISÃO 1

Para líquidos inflamáveis com vapores mais pesados que o ar, a ventilação é inadequada para ventilar todas as áreas (particularmente áreas de piso) onde os vapores podem se acumular?

Não → Para gases mais leves que o ar, são as aberturas de teto ou antepara inadequadamente arranjadas para ventilar todas as áreas (particularmente as de teto) onde vapores podem se acumular?

Sim → CLASSE 1, DIVISÃO 1

Para gases mais leves que o ar, são as aberturas de teto ou antepara inadequadamente arranjadas para ventilar todas as áreas (particularmente as de teto) onde vapores podem se acumular?

Não → Num sistema contendo líquidos ou gases inflamáveis num local adequadamente ventilado, pode o líquido ou o gás escapar de fontes potenciais (como engaxetamento de válvulas, flanges ou selos de bomba) como resultado de uma condição anormal?

Sim → CLASSE 1, DIVISÃO 2

Num sistema contendo líquidos ou gases inflamáveis num local adequadamente ventilado, pode o líquido ou o gás escapar de fontes potenciais (como engaxetamento de válvulas, flanges ou selos de bomba) como resultado de uma condição anormal?

Não → Está o local adjacente ao da Divisão 1 sem separação por anteparas ou barreiras estanques ao vapor?

Sim → CLASSE 1, DIVISÃO 2

Está o local adjacente ao da Divisão 1 sem separação por anteparas ou barreiras estanques ao vapor?

Não → Se ventilação mecânica positiva é instalada, poderia uma falha ou operação anormal do equipamento de ventilação permitir que concentrações inflamáveis de gás ou vapor entrassem ou se acumulassem no local?

Sim → CLASSE 1, DIVISÃO 2

Se ventilação mecânica positiva é instalada, poderia uma falha ou operação anormal do equipamento de ventilação permitir que concentrações inflamáveis de gás ou vapor entrassem ou se acumulassem no local?

Não → NÃO CLASSIFICADA

Nota:
1. Condições anormais se referem às condições de processo e não inclui aquelas condições catastróficas especialmente excluídas do escopo do documento (Veja Seção 3.1)



**Figura 3-1: Fluxograma de classificação de área com instalação elétrifica [2,Apêndix E]**

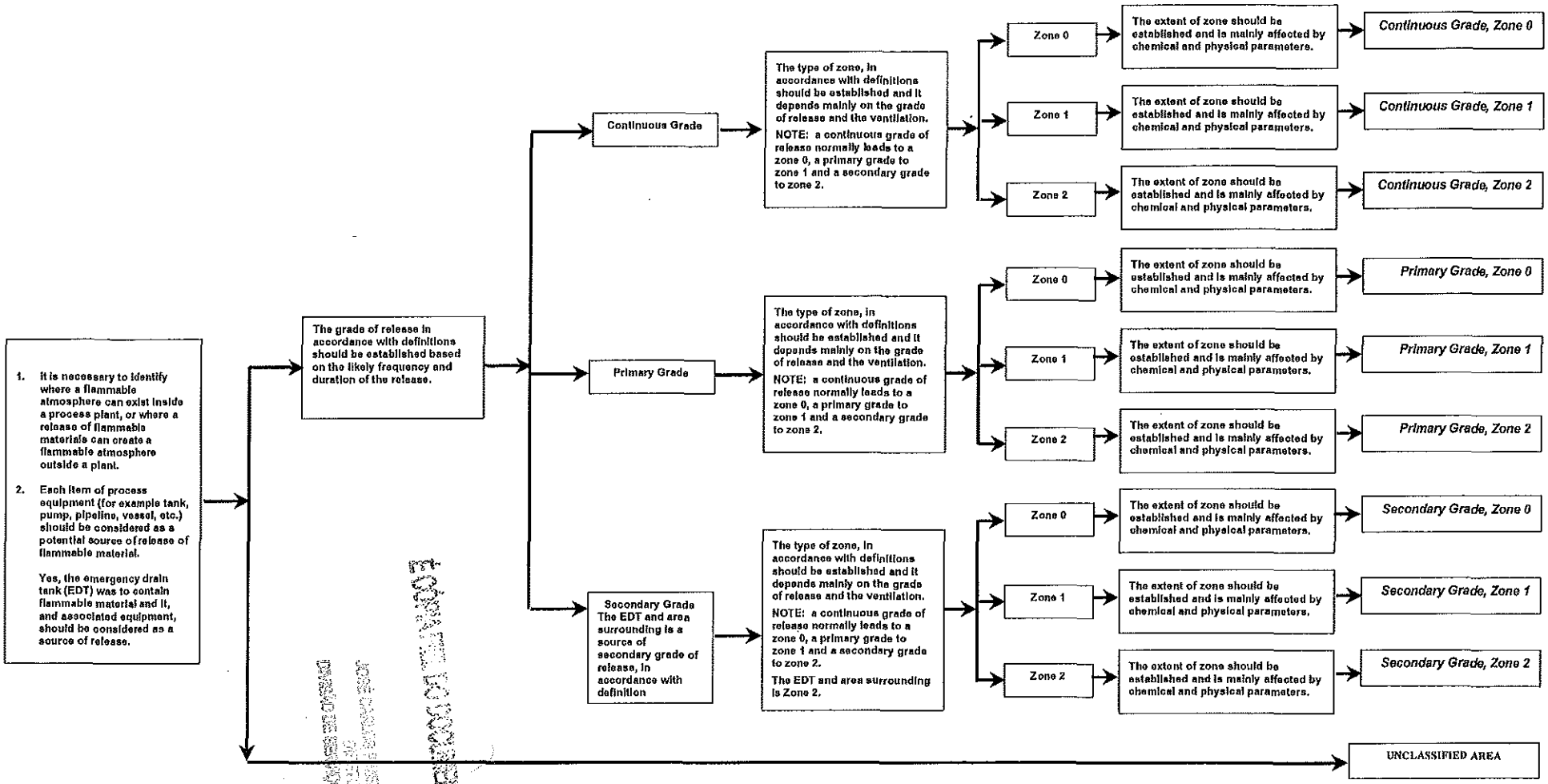



Figure 3-2: Electrical Area Classification Flowchart [1, Appendix E]

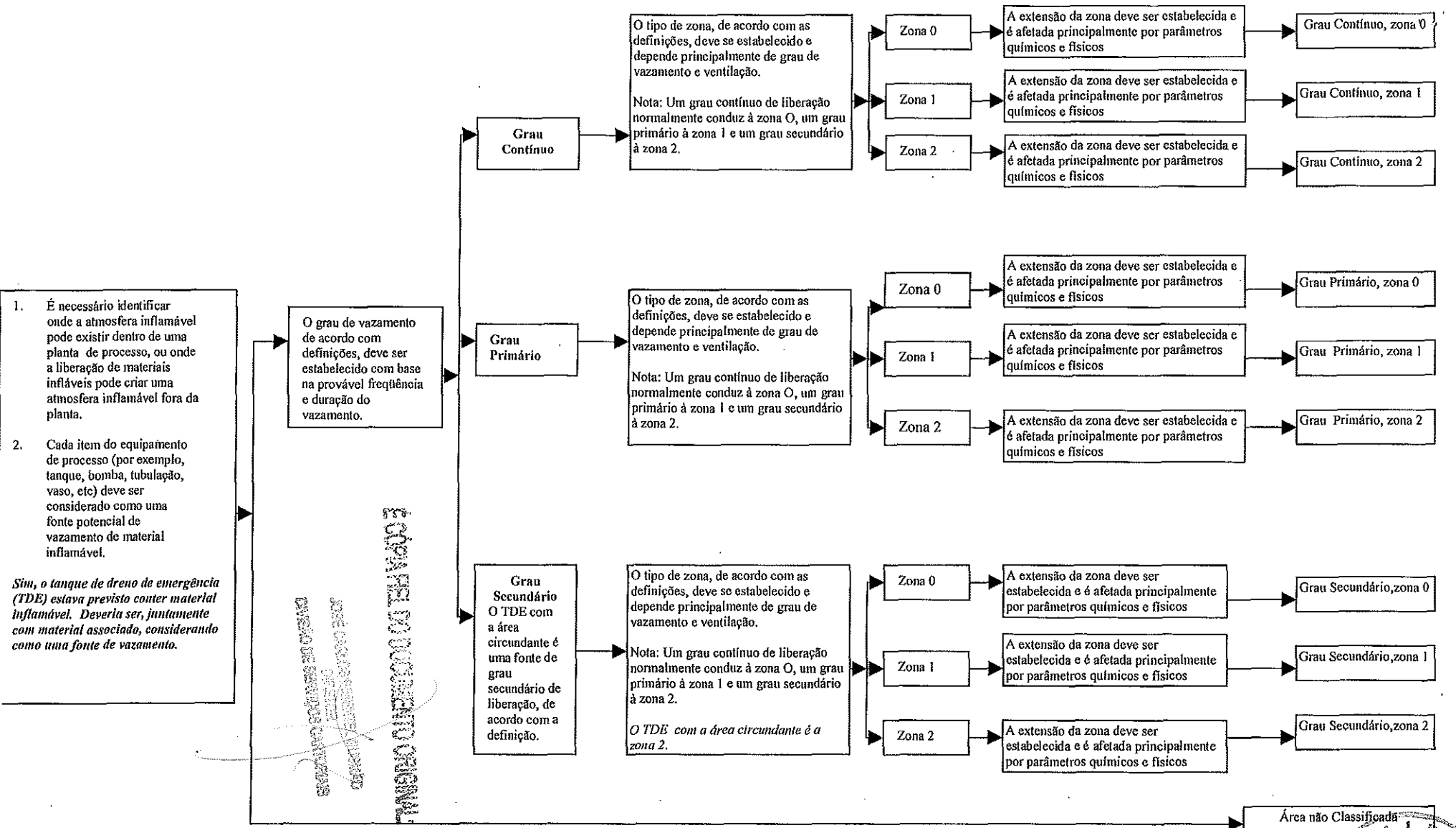



**Figura 3-2: Fluxograma de Classificação de Área com Instalação Elétrica [1. Apêndice E]**

## 3. CURRENT INDUSTRY PRACTICES WITH REGARD TO LOCATION OF THE EDT

Location of tanks similar to the Emergency Drain Tank in the hull spaces of floating production and drilling facilities is relatively common within the industry and is not prohibited in the current standards and codes of practice. Some examples of similar production units that are designed with hydrocarbon systems within the hull are the:

- Nakika production facility for the Gulf of Mexico (GoM), and
- Atlantis production facility for the Gulf of Mexico (GoM)

Hydrocarbon systems within the hulls of floating facilities do introduce potential fire and explosion hazards that may threaten the integrity of the facility. The offshore petroleum industry accepts that it is not practicable to design against every potential hazard associated with the operation of an oil and gas production facility offshore, however, provided adequate attention is given to the hazards that are identified, the risks may be managed and reduced to an acceptable level. Some key considerations in managing such risks include:

- Design of any process/hydrocarbon tanks in the hull to an acceptable industry standard, e.g. API RP 14C;
- Diligence in maintaining and operating the facilities that is consistent with normal good operating practices that would be employed for topsides process facilities, e.g. isolation standards, Permit to Work systems;

## 3. PRÁTICA CORRENTE DA INDÚSTRIA COM RELAÇÃO À LOCALIZAÇÃO DO TDE

A localização de tanques similares ao Tanque de Dreno de Emergência em espaços de plataformas flutuantes e instalações de perfuração é relativamente comum na indústria e não proibida pelos padrões usuais e códigos de aplicação. Alguns exemplos de unidades de produção similares que são projetadas com sistemas de hidrocarbonetos dentro do casco são:

- Instalação de produção Nakakita para o Golfo de México (GoM), e
- Instalação de produção Atlantis para o Golfo do México (GoM)

Sistemas de hidrocarbonetos dentro dos cascos de plataformas flutuantes introduzem risco de incêndio e explosão que podem ameaçar a integridade da instalação. A indústria de petróleo em plataforma marítima aceita que não é prático projetar contra todo risco potencial associado com a operação de uma unidade de produção de óleo e gás na plataforma marítima, entretanto, desde que adequada atenção seja dada para os riscos que são identificáveis, esses podem ser administrados e reduzidos a um nível aceitável. Algumas considerações chave em administrar esses riscos incluem:

- Projetar qualquer tanque de processamento/hidrocarboneto no casco de acordo com um padrão aceito pela indústria, por exemplo, API RP 14C;
- Diligencia em manter e operar as instalações de maneira consistente com a boa prática operacional que seria aplicada nas instalações de processamento no convés, tais como, padrões de isolamento, sistemas de "autorização de serviço";

- Inclusion of the hull systems in a formalised Hazard Management Process, e.g. HAZOP of all systems in line with the approach adopted for the topside facilities;

- Adequate measures taken in the design to prevent inadvertent flow of process hydrocarbons to the facilities in the hull, e.g. design to consider gas blowby;

- Segregation, as far as practicable, of hydrocarbon facilities in the hull and primary structural support;

In the wake of the accident, a number of the major global operators have carried out their own in-house investigations with respect to location of hydrocarbon tanks within the lower hull structure. All, with the exception of Petrobras, have concluded that, provided adequate procedural controls are placed on the operation of such tanks, it is considered an acceptable practice, to locate tanks in the lower hull structure.

## 4. EMERGENCY RESPONSE PROCEDURES

We have not been able to identify any widely accepted international standard on emergency response procedures. However, from our experience of emergency response procedures adopted by some operators of offshore production facilities, .e.g BP and Shell, hazard area classification does not have any bearing on the prescribed response to an emergency situation.

The industry accepted standard response to an incident where the nature of the incident is unclear is to assume the worst-case scenario and react accordingly. Whether an

- Inclusão dos sistemas do casco num Processo de Gerenciamento de Risco formal, por exemplo, HAZOP de todos os sistemas em consonância com a filosofia adotada para as instalações de convés;

- Tomada de medidas adequadas no projeto a fim de prevenir inadvertente fluxo de hidrocarbonetos de processo para as instalações do casco; por exemplo, considerar escapamento de gás no projeto;

- Segregação, tanto quanto possível, de instalações de hidrocarbonetos no casco e suporte estrutural primário.

Na esteira do acidente, um número de grandes operadores internacionais desenvolveram suas próprias investigações internamente com respeito a localização tanques de hidrocarbonetos na estrutura inferior do casco. Todos, com exceção da Petrobras, concluíram que, desde que adequados procedimentos de controle sejam efetivados na operação de tais tanques, é considerada prática aceitável posicionar tanques na estrutura inferior do casco.



## 4. PROCEDIMENTOS DE RESPOSTA A EMERGÊNCIAS

Não nos foi possível identificar padrões internacionais genericamente aceitos para procedimentos de resposta a emergências. Entretanto, da nossa experiência em procedimentos de resposta de emergência adotados por alguns operadores de unidades de produção em plataforma marítima, por exemplo, BP e Shell, a classificação de áreas perigosas não faz parte de nenhuma resposta prescrita para situações de emergência.

O padrão de resposta aceito pela indústria em caso de acidente em que a natureza do incidente é obscura é assumir o pior cenário e atuar de forma consoante. O fato de a

area is classified or not has no impact on this philosophy.

## 5. IMPACT OF AREA CLASSIFICATION

Based on the timeline of events prepared by Petrobras and available in the records of the proceedings at the Maritime Court, the perceived impact of area classification on each event was considered and the pertinent results are as follows:

- Classifying the area (as outlined in Section 2.2.2, i.e. Class 1 Division 2, or similar) adjacent to the EDT would have had no influence on the over-pressurization and rupture of the EDT;
- Classifying the area adjacent to the EDT would not have prevented the second explosion as the gas release from the ruptured tank was significant and area classification is not intended to protect against large scale hydrocarbon releases (see Section 2.1 above);
- The exact source of the second explosion is not confirmed, however the ANP/DPC report considers the second explosion was caused by ignition of gas released from ruptured tank and reaching the tank top area and the second level. This conclusion that the second explosion occurred on one of the upper decks is further validated by the Explosion Analysis undertaken by DNV and reported at the Workshop on the P36 Accident. They stated that the likely high outflow rates of gas from the ruptured EDT would have resulted in gas concentrations exceeding the upper flammability limits very rapidly on the 4th level, concluding the more likely source of the explosion to be the 3rd/2nd level. It is reported that watertight flats were provided between the fourth and third levels, and between the third and second levels, these areas would not have been classified as hazardous as a

área ser classificada ou não tem qualquer influência nessa filosofia.

## 5. IMPACTO DA CLASSIFICAÇÃO DE ÁREAS

Com base na cronologia de eventos preparada pela Petrobras e disponível nos autos do Tribunal Marítimo, o impacto da classificação de área observado em cada evento foi considerado e os resultados pertinentes são os seguintes:

- Classificar a área (como destacado na Seção 2.2.2, isto é, Classe 1, Divisão 2, ou similar) adjacente ao TDE não teria qualquer influência na sobre-pressurização e ruptura do TDE;
- Classificar a área adjacente ao TDE não teria prevenido a Segunda explosão uma vez que a quantidade de gás liberado da ruptura do tanque foi significativa e a classificação de área não tem como objetivo proteger contra liberação de hidrocarbonetos em larga escala;
- A fonte exata da Segunda explosão não está confirmada, entretanto o relatório da ANP/DPC considera que a Segunda explosão ocorreu em função do gás liberado da ruptura do tanque, atingindo a área do teto do tanque e o segundo nível. Essa conclusão de que a Segunda explosão ocorreu em um dos conveses superiores é também validada pela Análise de Explosão levada a efeito pelo DNV e reportado no Seminário sobre o acidente da P-36. Eles concluem que a elevada taxa de fluxo de gás proveniente da ruptura do TDE teria resultado em atingir muito rapidamente concentrações de gás acima do limite superior de flamabilidade no quarto nível, chegando à conclusão de que a mais provável fonte de explosão seria o terceiro/segundo nível. É relatado que pisos estanques eram providos entre o quarto e o terceiro níveis,e entre o

result of the EDT at the fourth level.

- The area classification should not have affected how the fire brigade reacted to the situation as discussed in Section 4 above (Emergency response).

## 6. CONCLUSIONS

Hazardous area classification is carried out in order to ensure that potential ignition sources are separated from flammable gases and vapours, and thus to determine what type of electrical equipment may safely be located in a particular area. The area adjacent to the Emergency Drain Tanks conforms to the definition of a Class 1, Division 2 hazardous area as detailed in API RP 500 [2], and to the Secondary Grade, Zone 2 hazardous area as defined in IEC [1].

Area classification was, however, of no relevance to the first explosion (the tank rupture), as this was caused by over-pressurisation of the tank leading to mechanical failure, rather than by the presence of any potential ignition source. Once the tank had ruptured, area classification was again of no relevance, since area classification is not intended to protect against ignition of large-scale flammable gas or vapour release. Furthermore, with the main power still on, and emergency response personnel in the area, classification of the area adjacent to the EDT as Class 1, Division 2 would not have guaranteed prevention of the second explosion as this classification does not completely eliminate all potential ignition sources. Note that the exact location of the second explosion is unconfirmed, but it is not thought to have been in the area adjacent to the EDT on the fourth level.

terceiro e o segundo; essas áreas não teriam sido classificadas como perigosas em função do TDE estar no quarto nível.

- A classificação de área não deveria ter afetado o modo como a brigada de incêndio reagiu à situação conforme discutido na Seção 4 acima (Resposta de Emergência).

## 6. CONCLUSÕES

A classificação de área perigosa é feita para assegurar que as fontes potenciais de ignição sejam separadas de gases e vapores inflamáveis, determinando assim o tipo de equipamento elétrico que pode com segurança ser posicionado numa determinada área. A área adjacente ao Tanque de Dreno de Emergência está em conformidade com a definição de Classe 1, Divisão 2, área perigosa, como detalhado no API RP 500 [2], e para o Segundo Grau, Zona 2, área perigosa, como definido no IEC [1].



A classificação de área foi, entretanto, irrelevante para a primeira explosão (ruptura do tanque), uma vez que foi causada por sobre-pressão do tanque conduzindo à falha mecânica, e não pela presença de alguma fonte potencial de ignição. Uma vez o tanque rompido, a classificação de área foi novamente irrelevante, já que a classificação de área não tem por objetivo proteger contra ignição de gás inflamável ou vapor liberado em larga escala. Além disso, com a energia principal ainda ligada, e o pessoal da resposta de emergência na área, a classificação da área adjacente ao TDE com Classe 1, Divisão 2 não teria garantido prevenção da Segunda explosão uma vez que essa classificação não elimina todas as fontes potenciais de ignição. Note-se que a localização exata da Segunda explosão não é confirmada, mas não teria ocorrido na área adjacente ao TDE no quarto nível.

Area classification should not have influenced the emergency response, as marine emergency response procedures do not consider area classification in determining how to respond to emergency situations

A classificação de área não teria influenciado a resposta de emergência, já que procedimentos de resposta de emergência no mar não consideram classificação de área ao determinar como reagir a situações de emergência.

Signed 4/3/03

Alistair R. Warwick (BSc)

Signed 4/3/03

Adnan Hossain (BSc, MBA)



## 7. REFERENCES

1. IEC 60079-10, Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres – Part 10: Classification of Hazardous Areas.

2. API RP 500, "Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class 1 Division 1 and Division 2", 2nd Edition November 1997.

3. API RP 14C, "Analysis, Design, Installation and Testing of Basic Surface Safety Systems on Offshore Production Platforms", 7th Edition, March 2001.

4. ARCO Oil and Gas Company Design Guidelines, Guideline 10.5, Section Electrical Design, Subject Area Classification, Revision 0, February 1993.

5. ANP/DPC, Inquiry Commission Report, "P-36 Accident Analysis", July 2001.

## 7. REFERÊNCIAS

1. IEC 6oo79-10, Equipamentos Elétricos para Atmosferas de Gás Explosivo – Parte 10: Classificação de Áreas Perigosas.

2. API RP 500, "Prática recomendada para Classificação de Localização de Instalações Elétricas em Instalações de Petróleo classificadas com Classe 1 Divisão 1 e Divisão 2", Segunda edição, novembro de 1997.

3. API RP 14C, Análise, projeto, Instalação e Teste de Sistemas de Segurança Básicos de Superfície em Plataformas de Produção Marítimas", sétima Edição, março de 2001.

4. ARCO OIL & Gas Company Design Guidelines, Guideline 10.5, Seção Projeto de Eletricidade, Assunto Classificação de Área, Revisão 0, fevereiro de 1993.

5. ANP/DPC, Relatório da Comissão de Inquérito, "Análise do Acidente da P-36", julho de 2001.

# JUNTADA

Aos 26 de maio de 2003 em Secretaria junto aos presentes autos Prova de Claudio M. Machado. que adiante segue.

Do que para constar lavrei este termo.

**EXM.º SR. DR. JUIZ RELATOR DO PROC. N.º 19.489/01**

Ref. Plataforma "P-36"

**CLAUDIO MARINHO MACHADO**, por seu procurador infra firmado, já qualificado nos autos da ***Representação*** em epígrafe, em atenção ao r. despacho publicado em 1º de abril do corrente ano, vem requerer a V.Ex.ª a produção da prova testemunhal, protestando pela oitiva das testemunhas arroladas no anexo, que terão por objetivo demonstrar a adequação do procedimento do Representado em face das boas práticas em vigor na Companhia, bem como as dificuldades operacionais inerentes ao deslocamento dentro de espaços estruturados tais como os tanques de lastro e os *void spaces* da P-36.

Termos em que pede deferimento.

Rio de Janeiro, 10 de abril de 2003.

Alexandre Luis Bragança Penteado

OAB/RJ 88.979

# ANEXO

ROL DE TESTEMUNHAS

1) Carlos Alberto Sampaio,

Nacionalidade: Brasileiro
Estado civil: Solteiro
Profissão: Industriário (Operador I)
Identidade: 04853171-9 I.F.P/RJ.
CPF.: 825.428.307-97
Endereço: Rua treze de maio nº 330. Centro. Campos dos Goytacazes- RJ.

2) Carlos José do Nascimento Travassos
Nacionalidade: Brasileiro
Estado civil: Solteiro
Profissão: Técnico em Inspeção de Equipamentos e Instalações
Identidade: 07050364-4 IFP/RJ
CPF: 923622067-34
Endereço: Rua Tirol nº 281 aptº 208. Freguesia, Jacarepaguá. Rio de Janeiro-RJ.

3) Gilberto Duque de Oliveira
Nacionalidade: Brasileiro
Estado civil: Casado
Profissão: Técnico de operação
Identidade: M-1.574.848
CPF: 671152767-49
Endereço: Av.Mario Werneck nº 2.278 aptº 1.400. Buritis. Belo Horizonte-MG.

4) José Antonio Henriques da Costa 13/09/2003
Nacionalidade: Brasileiro
Estado civil: Casado
Profissão: Industriário (Operador II)
Identidade: 06560911-7 IFP / RJ
CPF: 958884387-15
Endereço: Rua Pinto Guedes nº 120 aptº 203. Tijuca. Rio de Janeiro-RJ.

JUNTADA

Aos 26 de maio de 2003 em Secretaria junto aos presentes autos PROVA OTONIEL S. REIS. — que adiante segue.

Do que para constar lavrei este termo.

Exmo. Sr. Comte. Sérgio Cezar Bokel,
DD Juiz Relator do Processo no. 2001/19489,
Referente ao sinistro com a plataforma P-36,

**OTONIEL SILVA REIS,** em atenção ao V. despacho de fls, e em complemento ao já requerido nesta data, vem requerer a V.E., ainda como prova, que se digne de oficiar a Petrobras, para que traga aos autos as palestras e demais documentos lidos, distribuídos, produzidos ou gravados no evento:

**Workshop on the Accident with the P-36 Platform,**

Realizado em 28/08/2001, no Sofitel Rio Palace Hotel, Rio de Janeiro, inclusive CD-ROM que contem um filme de animação explicando o que ocorreu quando do acidente.

Requer, ainda, que no ofício à Petrobras, seja determinado que apresente material distribuído ou gravado em outros work-shops realizados sobre o acidente com a P-36, no Brasil e no exterior.

Pede Deferimento

Rio de Janeiro, 11 de abril de 2003

p.p. Pedro Calmon Filho
OAB/RJ 9142

JUNTADA

Aos 26 de maio de 2003 em Secretaria junto aos presentes autos PROVAS DE Otoniel S. Reis. que adiante segue.

Do que para constar lavrei este termo.

Exmo. Sr. Comte. Sérgio Cezar Bokel,
DD Juiz Relator do Processo no. 2001/19489,
Referente ao sinistro com a plataforma P-36,

**OTONIEL SILVA REIS,** em atenção ao V. despacho de fls, vem requerer a produção das seguintes provas:

A) Prova documental, apresentação de documentos, opiniões e pareceres técnicos.

B) Prova testemunhal, a seguir relacionada:

1. Cid Valério (Petrobras).
2. Henidio Queiroz Jorge (Petrobras).
3. David Sanders (Petromec).
4. Paulo Viana (Petrobras).
5. Juan Loureiro (Petromec).
6. Carlos Galvão (Petronec).
7. José Cesar Pacheco (Petrobras).
8. Marco Túlio Machado (Petrobras).

Requer ainda a oportunidade de indicar outras provas que, até o encerramento da instrução do processo, sejam necessárias para o perfeito esclarecimento da verdade, e o pleno exercício do direito de defesa, diante da apresentação de novas provas por parte dos demais representados.

Pede Deferimento

Rio de Janeiro, 11 de abril de 2003

p.p. Pedro Calmon Filho
OAB/RJ 9142

DIVISÃO JUDICIÁRIA
N.º 3058
TRIBUNAL MARÍTIMO

# JUNTADA

Aos 26 de maio de 2003 em Secretaria junto aos presentes autos PROVAS PETROBRAS que adiante segue.

Do que para constar lavrei este termo.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL:

JOSÉ CARLOS PORTO DE BURIÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

**PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.**
**PETROBRAS**

DIVISÃO JUDICIÁRIA N.º 3059 TRIBUNAL MARÍTIMO

Exm.º Sr. Dr. Juiz Relator do Processo n.º 19.489/99 (Plataforma P-36)

**PETROLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS**, por seu advogado abaixo assinado, já qualificado nos autos da Representação em epígrafe, vem requerer a V.Ex.ª a produção da prova pericial indireta, a fim de demonstrar que as causas do acidente não estão relacionadas ação ou omissão imputável à PETROBRAS.

Rio de Janeiro, 11 de abril de 2003.

Walter de Sá Leitão
OAB/RJ 15.802

É CÓPIA FIEL DO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS [illegible] LUSÃO
DIRETOR
DIVISÃO DA SEGURIDADE DA NAVEGAÇÃO

DIVISÃO JUDICIÁRIA
N.º 3060
TRIBUNAL MARÍTIMO

JUNTADA

Aos 26 de maio de 2003 em Secretaria junto aos presentes autos PROVAS DE PAULO Roberto VIANA - que adiante segue.

Do que para constar lavrei este termo.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL:

JOSÉ CARLOS [illegible]
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORARIOS

**EXM.º SR. DR. JUIZ RELATOR DO PROC. N.º 19.489/01**

Ref. Plataforma "P-36"

**PAULO ROBERTO VIANA**, por seu procurador infra firmado, já qualificado nos autos da ***Representação*** em epígrafe, em atenção ao r. despacho publicado em 1º de abril do corrente ano, vem requerer a V.Ex.ª a produção da prova testemunhal, protestando pela oitiva das testemunhas arroladas abaixo, com o objetivo de: a) esclarecer que, dentro das atribuições de COPLAT, não constavam a responsabilidade de acompanhar rotinas operacionais, função essa desempenhada pelo SUPROD; e b) esclarecer que o Representado não foi comunicado sobre o flangeamento do suspiro e da rede de esgoto do TDE de BE, mantendo a linha de admissão isolada apenas pela válvula de admissão, sem raqueteamento.

Termos em que pede deferimento.

Rio de Janeiro, 10 de abril de 2003.



Alexandre Luis Bragança Penteado
OAB/RJ 88.979

Rol de testemunhas:

1. SEBASTIÃO FRANCISCO DE SOUZA FILHO, já qualificado às fls. 59;
2. MARCOS ANTONIO CAHU LAURIA, já qualificado às fls. 77;
3. EDUARDO RODRIGUES DA COSTA, já qualificado às fls. 147;
4. ARTUR CESAR HECHT, já qualificado às fls. 154;
5. HELIO GALVÃO DE MENEZES, já qualificado às fls. 186;

DIVISÃO JUDICIÁRIA
N.º 3062
TRIBUNAL MARÍTIMO

JUNTADA

Aos 26 de maio de 2003 em Secretaria junto aos presentes autos Provas de Hamylton P. Padilha Junior que adiante segue.

Do que para constar lavrei este termo.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Exmo. Sr. Comte. Sérgio Cezar Bokel,
DD Juiz Relator do Processo no. 2001/19489,
Referente ao sinistro com a plataforma P-36,

HAMYLTON PINHEIRO PADILHA JUNIOR, em atenção ao V. despacho de fls, vem requerer a produção das seguintes provas:

A) Prova documental, apresentação de documentos, opiniões e pareceres técnicos.

B) Prova testemunhal, a seguir relacionada:

1. German Efromovich (Marítima).
2. Andrés Goerczinsky (Marítima).

Requer ainda a oportunidade de indicar outras provas que, até o encerramento da instrução do processo, sejam necessárias para o perfeito esclarecimento da verdade, e o pleno exercício do direito de defesa, diante da apresentação de novas provas por parte dos demais representados.

Pede Deferimento

Rio de Janeiro, 11 de abril de 2003

p.p. Pedro Calmon Filho
OAB/RJ 9142

DIVISÃO JUDICIÁRIA
N.º 3064
TRIBUNAL MARÍTIMO

JUNTADA

Aos 26 de maio de 2003 em Secretaria junto aos presentes autos Provas de Alberto Jesus PADILHA LIZENDO. que adiante segue.
Do que para constar lavrei este termo.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ [illegible]
DIVISÃO DE SERVIÇOS ORIGINAIS

Exmo. Sr. Comte. Sérgio Cezar Bokel,
DD Juiz Relator do Processo no. 2001/19489,
Referente ao sinistro com a plataforma P-36,

**ALBERTO JESUS PADILLA LIZONDO**, em atenção ao V. despacho de fls, vem requerer a produção das seguintes provas:

A) Prova documental, apresentação de documentos, opiniões e pareceres técnicos.

B) Prova testemunhal, a seguir relacionada:

1. Antonio Carlos Justi (Petrobras).
2. Domingos D'Arco (Maritima).
3. José Loureiro (Petrobras).
4. ABS P-36 Project Manager em Londres
5. ABS P-36 Project Manager em Quebec.
6. RINA P-36 Project Manager em Londres.
7. RINA P-36 Project Manager em Quebec.
8. DAVIES SHIPYARD P-36 Project Manager,

Requer ainda a oportunidade de indicar outras provas que, até o encerramento da instrução do processo, sejam necessárias para o perfeito esclarecimento da verdade, e o pleno exercício do direito de defesa, diante da apresentação de novas provas por parte dos demais representados.

Pede Deferimento

Rio de Janeiro, 11 de abril de 2003

p.p. Pedro Calmon Filho
OAB/RJ 9142

DIVISÃO JUDICIÁRIA
N.º 3066
TRIBUNAL MARITIMO

JUNTADA

Aos 26 de maio de 2003 em Secretaria junto aos presentes autos PROVAS DE GERMAN EFROMOVICH que adiante segue.

Do que para constar lavrei este termo.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS CUNHA E SILVA
DIVISÃO DE SERVIÇOS JURÍDICOS

Exmo. Sr. Comte. Sérgio Cezar Bokel,
DD Juiz Relator do Processo no. 2001/19489,
Referente ao sinistro com a plataforma P-36,

**GERMAN EFROMOVICH**, em atenção ao V. despacho de fls, vem requerer a produção das seguintes provas:

A) Prova documental, apresentação de documentos, opiniões e pareceres técnicos.

B) Prova testemunhal, a seguir relacionada:

1. Hamylton Pinheiro Padilha Junior (HP Petroconsult).
2. Brian Friman (Engenharia da AMEC).
3. Ricardo Portella (Comercial da Noble Denton).
4. John Mcstay (Financeiro Estaleiro Davie).
5. Alberto Jesus Padilla Lizondo (FELS-SETAL).
6. Otoniel Silva Reis (SETAL).

Requer ainda a oportunidade de indicar outras provas que, até o encerramento da instrução do processo, sejam necessárias para o perfeito esclarecimento da verdade, e o pleno exercício do direito de defesa, diante da apresentação de novas provas por parte dos demais representados.

Pede Deferimento

Rio de Janeiro, 11 de abril de 2003

p.p. Pedro Calmon Filho
OAB/RJ 9142

DIVISÃO JUDICIÁRIA
Nº 3068

JUNTADA

Aos 26 de maio de 2003 em Secretaria junto aos presentes autos PROVAS DE MARÍTIMA PETRÓLEO ENGENHARIA LTDA. que adiante segue.
Do que para constar lavrei este termo.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS [illegible]
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS AUXILIARES

Exmo. Sr. Comte. Sérgio Cezar Bokel,
DD Juiz Relator do Processo no. 2001/19489,
Referente ao sinistro com a plataforma P-36,

PETROMEC e MARÍTIMA PETRÓLEO E ENGENHARIA LTDA., em atenção ao V. despacho de fls, vem requerer a produção das seguintes provas:

A) Prova documental, apresentação de documentos, opiniões e pareceres técnicos.

B) Prova testemunhal, a seguir relacionada:

1. Jordan Chachamovitz (Estaleiro Mauá-Jurong).
2. Bill O'Brian (Engenharia da AMEC).
3. Martin Pratt (Engenharia da AMEC).
4. Andrew Teophanatos (Engenharia da Noble Denton)
5. Mike Taylor (Chefe HAZOP).
6. Project Manager da AMEC.
7. Study Manager da AMEC.
8. Lead Process Engineer da AMEC

Requer ainda a oportunidade de indicar outras provas que, até o encerramento da instrução do processo, sejam necessárias para o perfeito esclarecimento da verdade, e o pleno exercício do direito de defesa, diante da apresentação de novas provas por parte dos demais representados.

Pede Deferimento

Rio de Janeiro, 11 de abril de 2003

p.p. Pedro Calmon Filho

DIVISÃO JUDICIÁRIA
N.º 3070
TRIBUNAL MARÍTIMO

JUNTADA

Aos 26 de maio de 2003 em Secretaria junto aos presentes autos PROVAS DA RINA. que adiante segue.

Do que para constar lavrei este termo.

RMB

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS TERTUL GUSMÃO
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

ejc
escritório jurídico carbone
Soc. RS / OAB - RJ 106.391

Artur R. Carbone
Maria Helena Cirio Carbone
Luís Felipe Galante S. Ramos
Flávio Infante Vieira
Cláudia Maria J. Iabrudi
Luiz Fernando Yparraguirre
João Roberto Maligo
Luciano Penna Luz



***EXCELENTÍSSIMO SENHOR JUIZ DO TRIBUNAL MARÍTIMO - DOUTOR SÉRGIO CEZAR BOKEL***

Processo nº 19.489/2001



***REGISTRO ITALIANO NAVALE***, nos autos do processo em epígrafe, vem, em **PROVAS**, expor e requerer a V. Exa. o seguinte:

a) em primeiro lugar, requer-se a **juntada** do anexo **laudo técnico** emitido pelo **engenheiro naval e mecânico Comte. Paulo Domingos Ribas Ferreira**, o qual é também Oficial reformado da Marinha do Brasil e ex-juiz deste Tribunal Marítimo. Seu laudo é taxativo em salientar, dentre outras considerações, que:

- a causalidade do evento repousa, inequivocamente, nas diversas **falhas operacionais** listadas pelas duas Comissões de Investigação;

- ademais, a causalidade do evento **não está relacionada a falhas de classificação**, pois esta não previa a condição em que a plataforma acabou por operar, com presença rotineira de líqüidos nos TDEs quando isso somente poderia acontecer em hipóteses de manutenção ou emergência, com uma bomba de TDE retirada por longo período para reparos, válvulas defeituosas ou deixadas parcialmente abertas, raqueteamento de suspiro do TDE de boreste, etc.;

- os TDEs poderiam ter sido classificados como zona 2 ou área como não-classificada, dependendo do enfoque adotado, enquanto os espaços

- **a primeira explosão, ou "Explosão Mecânica" nada teve que ver com problemas de classificação**, de tal sorte que, estivessem os TDEs e espaços adjacentes classificados de maneira diversa, tal não impediria o acidente;

- **a segunda explosão, ou "Explosão Química", igualmente não poderia ter sido evitada por uma diversa classificação da área**, em virtude da inoperância, após a primeira explosão, de quaisquer dispositivos de segurança existentes pelo fato da área ser classificada, bem assim pela maciça disseminação dos gases explosivos liberados quando do rompimento do TDE de boreste;

- por fim, as evidências técnicas apontam para o fato de que **a segunda explosão não teve sua origem nas áreas adjacentes ao TDE de boreste**, mas sim em conveses superiores, **muito provavelmente no segundo convés da plataforma**, áreas reconhecidamente não-classificadas.

b) em segundo lugar, se requer a **juntada** da anexa cópia do **laudo técnico** da firma inglesa **LONDON OFFSHORE CONSULTANTS**, especializada em consultoria, perícias e estudos de engenharia e segurança na área da navegação marítima e indústria de exploração *off-shore*, a qual é internacionalmente reputada neste setor. O original do laudo está sendo traduzido por tradutor juramentado e será em breve trazido aos autos. Porém, pode antecipar-se que suas conclusões **coincidem com aquelas do laudo anterior emitido pelo *expert* nacional**;

c) ademais, se requer a juntada do contrato celebrado entre Petromec Inc. e RINA para a classificação da plataforma após a obra de transformação, sendo que os trechos relevantes do documento estão sendo traduzidos de forma juramentada, tradução esta que será juntada aos autos tão logo esteja pronta;



d) por fim, se requer a V.Exa. que, na forma dos arts. 355 a 359 do CPC, determine à PETROBRÁS a **exibição de todos os registros de passagem de serviço da plataforma "P-36"**, desde o princípio de sua operação até o dia do acidente. Note-se que às fls. 2.096/2.134 foram juntados **alguns desses registros** pela PETROBRÁS, em anexo à sua defesa. Todavia

operação) até o acidente em **15/03/01**. Para que se possa investigar como se dava a operação da plataforma com relação aos Tanques de Drenagem de Emergência — elementos nos autos indicam que eles estariam sendo utilizados fora da especificação de projeto —, faz-se necessário, efetivamente, examinar todos os registros do período e não apenas uns poucos tomados isoladamente.

Nestes termos
Pede deferimento.

Rio de Janeiro, 23 de Maio de 2003.

ARTUR R. CARBONE
OAB-RJ 1.295-A

LUÍS FELIPE GALANTE S. RAMOS
OAB-RJ 36.558

Paulo Domingos Ribas Ferreira
ENGENHEIRO DE CONSTRUÇÃO NAVAL E MECÂNICO



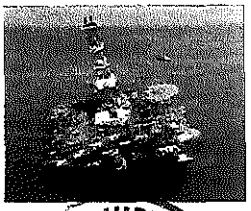
# LAUDO PERICIAL



# ACIDENTE

# COM A

# PLATAFORMA P-36





# PARTE I

# PREMISSAS FÁTICAS E TÉCNICAS

Este laudo foi emitido com o objetivo de investigar as causas da perda da Plataforma "P-36" e o eventual envolvimento do RINA no incidente, na condição de Sociedade Classificadora.



## 1. HISTÓRICO DO PROBLEMA.

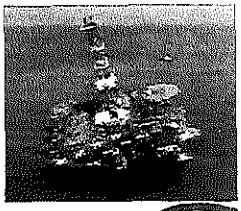
A Plataforma que depois veio a se denominar P36, foi construída originalmente na Itália para ser utilizada no Mar do Norte; seu nome original era "SPIRIT OF COLUMBUS", seu proprietário a empresa Italiana SANA S.p A., parte do Grupo de Companhias M.S.R. (Midland & Scottish Resources). As datas importantes para se estabelecer quais as Regras e Regulamentos que deveriam ter sido adotados em sua construção foram:

- batimento da quilha: 10/03/1986, no estaleiro Societá Esercício Cantieri, em Viareggio, com o nº de casco 751;

- o estaleiro Fincantieri, por carta de 24/05/1989 ao RINA, comunicou que iniciou a construção de uma plataforma semi-submersível de pesquisa (perfuração) e produção, com o número de casco 5872, no seu estaleiro em Sestri, a qual é a continuação dos trabalhos já iniciados no estaleiro *SEC Societá Esercicio Cantieri* com o número de construção 751;

- a sua construção prosseguiu até 09/03/1995, quando os certificados de classificação foram entregues pelo **RINA – REGISTRO ITALIANO NAVALE** ao Estaleiro Fincantieri, de Sestri.

A plataforma foi transladada para Palermo, onde ficou sem ter sido utilizada até Julho de 1997.



A **PETROBRÁS INTERNACIONAL S.A - BRASOIL**, subsidiária da **Petróleo Brasileiro S.A.**, assinou contrato em 6 de novembro de 1996 com a **MARÍTIMA NAVEGAÇÃO E ENGENHARIA LTDA,** contrato esse denominado **"MEMORANDUM OF AGREEMENT"** com a finalidade de fazer o "upgrade" da Plataforma "SPIRIT OF COLUMBUS" (SOC) a ser executado dentro das especificações estabelecidas pela **PETROBRÁS**, plataforma essa que seria posta a funcionar no Campo de RONCADOR, na Bacia de Campos.

Fazem parte desse contrato, de um lado **BRASPETRO OIL SERVICE COMPANY**, denominada **BRASOIL**, e, do outro lado a **LEASECO**, companhia a ser incorporada, subsidiária integral da **MARÍTIMA**. A **MARÍTIMA,** ao invés de usar a **LEASECO,** criou a **PETRODEEP INC**, organizada segundo as leis das Ilhas CAYMAN e a **PETROMEC INC.** sob as leis das **BRITISH VIRGIN ISLANDS**.

O **RINA – REGISTRO ITALIANO NAVALE,** foi contratado para continuar com a classificação, agora em vista da alteração da plataforma "SPIRIT OF COLUMBUS", executada de acordo com a especificação da BRASOIL ET-3010.38-1200-940-PPC-001 rev. A e permanecesse na mais alta classificação dessa Sociedade. Por outro lado, o **LLOYDS REGISTER OF SHIPPING** foi dispensado e o **AMERICAN BUREAU OF SHIPPING** foi contratado para certificar a nova planta de produção de modo a que cumprisse a especificação da BRASOIL ET-3010.38-1200-940-PPC-001 rev. A. A obra foi feita no estaleiro Davie, em Quebec, no Canadá.

A Plataforma foi deslocada a reboque de Palermo na Itália para Quebec, onde a 26/09/1997 foi entregue ao estaleiro, desarmada.

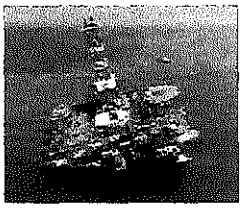
Foram contratadas pela PETROMEC as empresas AMEC para o projeto da instalação de processo e NOBLE DENTON para a parte de Engenharia Naval.

Embora nos outros contratos que se seguiram fosse das subsidiárias da MARÍTIMA a responsabilidade por todas as ações que deveriam ser desenvolvidas para que a plataforma alterada atendesse às exigências da PETROBRÁS já mencionadas, permitiu-se à BRASOIL pelo contrato "SUPERVISION AGREEMENT" celebrado entre a PETROBRÁS (BRASOIL) de um lado, e a PETROMEC INC. e PETRODEEP INC. de outro, celebrado em 20 de Junho de 1997, exercer os direitos de supervisão (fiscalização) da obra, alterar especificações e planos, exceto dirigir-se diretamente ao Estaleiro ou a qualquer contratado da PETROMEC.

Após a sua vinda para o Brasil, a plataforma, já aí denominada de "P-36", foi submetida a obras de prontificação da planta de produção. No devido tempo, depois das inspeções, testes e vistorias exigíveis, a unidade obteve os certificados de classe e estatutários em conformidade, respectivamente, com as regras de classificação e estatutárias aplicáveis[1].



[1] Os certificados de classe e estatutários da "P-36" emitidos em 29/09/2000 pelo RINA foram os



Engajada na produção de óleo de no campo de Roncador, ocorreu aos 15 de Março de 2001, cerca das 00:20 horas, o acidente objeto de análise neste laudo, culminando, afinal, no dia 20 subseqüente, com o afundamento da "P-36".

Nas investigações acerca das causas do acidente, destacaram-se, dentre diversas outras fontes de prova, duas provas técnicas, a saber, o Relatório da Comissão de Sindicância da Petrobrás e o outro Relatório da Comissão de Investigação ANP/DPC. As conclusões de ambas as Comissões são absolutamente concordantes, estabelecendo uma única versão sobre a causação do acidente que podem ser assim brevemente resumida:

- uma explosão inicial do Tanque de Drenagem de Emergência – TDE (*Drain Storage Tank*) de boreste causada por diversos aspectos operacionais e técnicos. Essa explosão inicial deveu-se à ruptura do mencionado tanque dentro da coluna da plataforma devido ao excesso de pressão no seu interior, daí reputando-se essa primeira explosão de "explosão mecânica";

- uma segunda explosão minutos após a primeira, como conseqüência do escape de fluidos do TDE de boreste que se rompera. Essa segunda explosão foi por isso denominada "explosão química";

- progressivo alagamento da plataforma;

- afundamento em 20/03/2001.

Ao final, a Procuradoria Especial da Marinha perante o Tribunal Marítimo, apresentou representação contra diversos envolvidos, inclusive a Petrobrás e vários funcionários seus que operavam a plataforma. No que concerne às Sociedades Classificadoras RINA e American Bureau of Shipping, também foram elas representadas por suposta classificação inadequada e insuficiente da área na qual estavam localizados os Tanques de Drenagem de Emergência, tendo a Procuradoria, neste particular, encampado tal tese que constava do Relatório Final do Inquérito da Capitania.

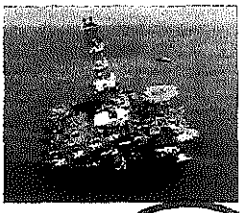
## 2. AS SOCIEDADES CLASSIFICADORAS.



### 2.1. ORIGENS E CARACTERÍSTICAS.

A primeira Sociedade Classificadora que foi formada, o LLOYD'S REGISTER OF SHIPPING, decorreu da necessidade dos Seguradores de navios e cargas de conhecerem os padrões de segurança oferecidos pelos navios onde as cargas seguradas seriam embarcadas. Dessa época surgiu o DISCO DE PLIMSOLL, marca que é colocada no costado a meio navio, definindo o limite máximo de carregamento permitido.

Assim surgiram as primeiras notações sobre o estado de conservação





O serviço prestado à Comunidade Marítima era feito de forma independente, de modo a refletir a conformidade com as regras de construção e a condição de manutenção dos navios.

Mais de duzentos e quarenta anos se passaram e a evolução foi no sentido de serem criadas outras organizações semelhantes em países nos quais a construção naval e a frota marítima ensejavam sua existência, sempre atuando as classificadoras no papel de entidades independentes.

Todas essas Sociedades Classificadoras têm como característica comum, pois, a independência e a divulgação de Regras de Classificação, fruto da experiência e da pesquisa técnica. Além disso, convém registrar que como outras congêneres, tanto o Registro Italiano Navale como as suas afiliadas são entidades **sem fins lucrativos**, sendo seus **objetivos institucionais** os de contribuir para **a proteção da vida humana, da propriedade e do meio ambiente, no interesse público**.

Em quase todos os países em que atuam, graças à sua competência técnica e independência, as Sociedades Classificadoras acabaram por ver-lhes delegada a emissão dos certificados, em nome dos governos locais, atestando o cumprimento das Regras, Convenções Internacionais ou legislação referente a navios e navegação.

Em razão da acentuada tendência do comércio marítimo de unificação de regras e padrões através de organismos internacionais e muitas vezes supranacionais, as principais Sociedades Classificadoras fundaram em 1968 a I.A.C.S. (*International Association of Classification Societies*), para que, em conjunto, homogeneizassem seus métodos de atuação. Os membros fundadores da I.A.C.S. representavam as mais importantes Sociedades Classificadoras do mundo naquela época, incluindo o RINA e o ABS. Atualmente essa entidade congrega 10 membros, nomeadamente as Classificadoras ABS, BV, CCS, DNV, GL, KR, LR, NK, MRS e o RINA.

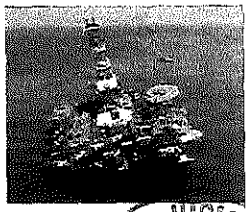
Assim, todas essa Sociedades Classificadoras atuam de modo semelhante em relação a seus trabalhos, seja durante a fase de construção, seja durante a vida útil do navio. Embora possa haver ligeiras diferenças entre a redação das Regras das diversas Sociedades Classificadoras, os princípios gerais são os mesmos.



## 2.2. CLASSIFICAÇÃO E CERTIFICAÇÃO DE UNIDADES. A COORDENAÇÃO DE ATIVIDADES TÉCNICAS.

Destacam-se dentre os serviços prestados pelas Sociedades Classificadoras as atividades de **classificação** e **certificação** de unidades, sejam navios ou plataformas.

Na obra de transformação da P-36, embora as duas Sociedades Classificadoras, rina E abs, tivessem sido contratadas para exercer atividades técnicas, a finalidade dos seus serviços era diferente. O RINA, conforme assinalado, tinha a seu cargo a classificação da plataforma como um todo, enquanto a tarefa do ABS era a certificação da planta de produção e processo.





Quanto ao RINA como Sociedade Classificadora, traduziremos, aqui, os artigos 1.3.1 e 1.3.2 da Seção 1, relativa aos Princípios Gerais de Classificação das Regras de Classificação de navios do RINA, das quais anexamos o original em inglês **(anexo nº 1)**:

*"1.3 Significado de Classificação, objetivo e limites.*

*1.3.1 – A classificação consiste em:*

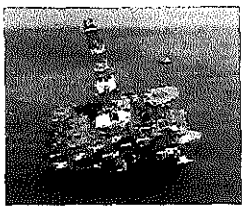
- *O desenvolvimento de Regras, notas de orientação e outros documentos relativos ao navio, estrutura, material, equipamento, maquinaria e qualquer outro item coberto por tais documentos.*
- *O exame de planos e cálculos, as vistorias, testes e provas designadas para assegurar que o navio obedece às Regras (veja cap. 2 seção 1).*
- *A atribuição de classe (veja Cap. 2, seção 1) e a emissão de um Certificado de Classificação, quando as regras acima forem obedecidas.*
- *As vistorias periódicas, ocasionais e de renovação da classificação executadas para verificar se o navio em serviço atende às condições para manutenção de classe (veja Cap. 2, seção 2).*

*1.3.2 As Regras, vistorias efetuadas, relatórios, certificados e outros documentos emitidos pela Sociedade, em caso algum se destinam a substituir ou diminuir os deveres e responsabilidades de outras entidades, tais como a Administração, projetistas, construtores navais, fabricantes, reparadores, fornecedores, contratantes e sub-contratantes, proprietários atuais e futuros, operadores, afretadores, corretores, proprietários de cargas ou seguradoras.*

*As atividades de tais entidades que estejam fora do objetivo da Classificação, como estabelecido nas Regras, tais como projeto, engenharia, fabricação e construção, alternativas operacionais, escolha do tipo e potência do maquinário e equipamento, número e qualificação da tripulação ou do pessoal de operação, linhas do casco do navio, trim, vibrações do casco, peças sobressalentes inclusive sua quantidade, local de armazenagem e providências para sua fixação, equipamentos de salvatagem e ainda equipamentos de manutenção, permanecem, portanto, como responsabilidade dessas entidades, mesmo que tais assuntos tenham sido objeto de estudo para classificação de acordo com o tipo de navio ou notação de classe adicional concedida.*

*Os serviços correlatos à classificação e os documentos executados e emitidos pela Sociedade não dispensam as outras partes envolvidas de suas responsabilidades ou outras obrigações contratuais expressas ou implícitas ou qualquer responsabilidade, qualquer que seja, nem elas criam qualquer direito ou reclamação contra a Sociedade com vistas a essas responsabilidades, obrigações e/ou compromissos. Em particular, a Sociedade não declara a aceitação ou o comissionamento de qualquer navio ou parte dele, sendo esta atividade de exclusiva responsabilidade do Armador."*

Ademais, a respeito das atividades técnicas do RINA e ABS afigura-se oportuno registrar duas circunstâncias importantes. Primeiramente, esse duplo escrutínio não é incomum nas grandes obras, servindo inclusive de abono a própria "SIPIRIT OF COLUMBUS", que, à época da sua construção, ficou sujeita à verificação de duas Sociedades Classificadoras, o RINA e o LLOYDS REGISTER OF SHIPPING. Segundo, esse tipo de atuação concomitante por duas Sociedades Classificadoras não leva a possíveis interferências nocivas porque: a) as vistorias e verificações de cada uma são realizadas **de forma independente**; b) as Sociedades Classifi-



**suas atividades**, no interesse comum do projeto, o que, aliás, se também foi praticado entre o RINA e o ABS.

Não houve, portanto, nem fragmentação de responsabilidades nem duplicação desnecessária de atividades, já que eram sistemas diferentes, conduzindo seja à Classificação, seja à Certificação.

## 3 – AS REGRAS E REGULAMENTOS A SEREM SEGUIDOS PELO RINA

No respectivo contrato a Petromec Inc. contratou os serviços do RINA para classificar a plataforma "P-36" segundo os padrões que seguem. Assim, temos, entre outros, os seguintes regulamentos e códigos a serem observados:

- REGRAS PARA CONSTRUÇÃO E CLASSIFICAÇÃO DO RINA, aí incluídas as Regras para a Construção e Classificação de Unidades Móveis de Perfuração no Offshore (01/01/1996) e as Regras para Construção e Classificação de Unidades Flutuantes destinadas à Produção, Armazenagem e Transferência (off-loading) de Hidrocarbonetos Líqüidos datadas também de 01/01/1996;

- e, complementarmente, as Regras do RINA sobre a Construção e Classificação de Navios e os padrões da IEC – INTERNATIONAL ELETROTECHNICAL COMMISSION.

Para a classificação das áreas de risco, destacavam-se, especialmente, as seguintes especificações da IEC – INTERNATIONAL ELETROTECHNICAL COMMISSION a serem seguidas:

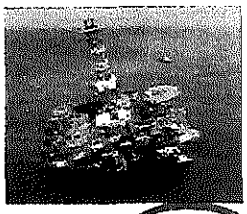


- IEC-79-0 (Requisitos Gerais para equipamentos elétricos em atmosfera com gases explosivos).

- IEC 79-10 Idem, - Classificação de áreas de risco **(vide anexo nº 9)**.

Além disso, do ponto de vista das atividades estatutárias desincumbidas pelo RINA no nome do Estado de Bandeira (Itália) era mais uma vez aplicável o MODU Code.

Deve ser notado que o MODU CODE citado várias vezes em diversos documentos, não era aplicável "in totum" à plataforma "P36", pois aquele se trata de conjunto de regras primariamente voltado para unidades móveis de prospecção (daí a sigla MODU, significando "*M*obile *O*ffshore *D*rilling *U*nit"), enquanto a "P-36" não mais tinha equipamento de perfuração nem a propulsão própria, existentes



anteriormente na "SPIRIT OF COLUMBUS"[2]. Daí a sua necessidade de ser complementado por outras regras pertinentes.

Por fim, embora por vezes conste de certos documentos a referência a outro conjunto de Regras, denominado API RP 500 (Práticas recomendadas para a classificação de locais com instalações elétricas em instalações petrolíferas), deve ser consignado que tais regras **não se aplicavam ao RINA**, por não serem normas exigidas pelo estado de bandeira, nem constarem do contrato para a classificação da plataforma firmado com a Petromec Inc. Cabe essa ressalva, pois, em que pese haver em dados momentos uma equivalência de critérios e de padrões entre o MODU Code e o API RP 500, em outras passagens essas regras diferem.

## 4 – A DEFINIÇÃO DA OBRA A SER FEITA COM RELAÇÃO AOS TDEs.

Ao que se tem conhecimento, a primeira especificação preparada pela Petrobrás, previa que esta plataforma fosse instalada no Campo Marlim Sul, na Bacia de Campos. Com a mudança de destino para o Campo de Roncador, com uma lâmina d'água de aproximadamente 1.400 metros, onde seria conectada a 19 poços, com temperatura da água do mar bem mais baixa, a especificação original deveria sofrer alterações.

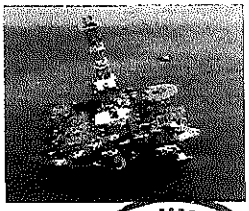
A projetista recém-contratada (AMEC) convocou um grupo de trabalho para analisar as especificações apresentadas pela Petrobrás (ET-3010.38-1200-940-PPC-001), como parte do contrato.

Este grupo de trabalho (**HAZOP COMITTEE**) tinha os seguintes participantes:

| | |
|---|---|
| Mike Taylor | Chairman |
| Ken Crawford | Secretário |
| Cid Valerio | Operações da BRASOIL |
| Carlos Galvão | Petromec (parte do tempo) |
| Richard Hart | Instrumentos |
| Paul Cavallo | Processo |
| Robin Huttenbach | Processo (apenas parte do tempo) |
| George Curati | Processo (apenas parte do tempo) |
| Andy Holman | Processo (apenas parte do tempo) |
| Joe Rapanakis | Segurança |
| Malcolm Milne Mechanical | (parte do tempo). |



O trabalho deste grupo foi desenvolvido nos escritórios da AMEC em Londres, de 9 de junho a 10 de julho de 1997.





Alguns assuntos ficaram de fora desta reunião, por não terem ainda o seu projeto completo.

Nessas reuniões foi adotada uma gradação para a correção dos defeitos ou problemas da nova instalação, atribuindo-se uma diferente prioridade a cada caso.

Cerca de 550 alterações foram catalogadas (algumas em duplicata).O HAZOP REPORT resultante desta reunião teve o nº RL-3010.38-5400-947-AMK-903 **(anexo nº 2).**

Como a nova configuração da plataforma era apenas de produção, o equipamento de perfuração que ainda estava a bordo foi retirado; do mesmo modo os motores elétricos de propulsão e os 4 hélices instalados nas colunas foram desmontados.

O documento DESIGN PHILOSOPHY – DRAINS SYSTEM de autoria da AMEC e datado de 26/06/1997 Rev. 0 (ET-3010.38-5336-941-AMK-906) **(anexo nº 3)** faz o estudo de quais são os drenos na nova planta de processo; no seu item 2, a fl. 4/10, especifica a reutilização dos tanques então denominados "Base Oil Tanks" localizados nas colunas de ré. A reutilização desses tanques, para esta finalidade diferente da anterior, exigia outras investigações, dentre as quais a da introdução de hidrocarbonetos em uma área até então não considerada como de risco. O estudo pede aos demais participantes do projeto, a confirmação ou não da classificação desta nova utilização dos tanques como área de risco. Finalmente, como corroboração das decisões até então tomadas, o referido estudo cita os diversos itens da Especificação Técnica Geral emitida pela Petrobrás (anexa ao Contrato das diversas partes) de nº ET-3010.38-1200-940-PPC-001 a qual, na sua seção M19.5, trata desse assunto.

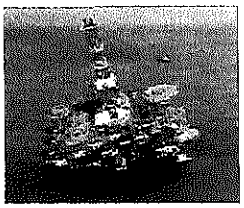
A conseqüência da submissão desse documento para avaliação pelas outras partes envolvidas na obra, resultou na emissão de dois documentos pela AMEC, contidos no "APPENDIX III – ACTION SHEETS", como parte do HAZOP REPORT, datado de 8/7/1997, com data para resposta até 31/07/1997. Nesses documentos denominados ACTION NO. 493 e ACTION NO. 523 **(anexo nº 4)**, é feita uma referência aos tanques de dreno fechados (Closed Drains System); como causa da mudança proposta, é mencionada a necessidade de receber a drenagem de qualquer tanque de drenos do sistema e que o tanque inicialmente previsto não era suficientemente grande para receber a quantidade estimada de volume de drenos; entre as diversas alternativas sugeridas, foi então escolhida a de usar os tanques denominados "Base Oil Tanks" situados nas colunas de ré e calculados para uma pressão de projeto de 1 atm.



A opção do ACTION Nº 493 foi descartada, por colocar os tanques logo abaixo da área onde estaria alojado o pessoal; foi então escolhida a opção ACTION Nº 523.



Esta decisão foi aprovada pelo sr. J. F. Haworth PC e enviada ao sr. Joe Rapanakis na data de ***30/08/1997***, ou seja 30 dias após a data pedida pela AMEC para a decisão.





# PARTE II

# ANÁLISE TÉCNICA



## 5 – A DINÂMICA DO ACIDENTE E SUAS EVIDÊNCIAS.

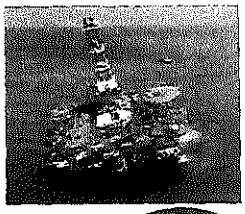
Todo trabalho técnico de perícia há que louvar-se em **evidências concretas** para poder atingir seu objetivo de esclarecer a verdade.

As provas relativas ao acidente com a "P-36" consistem, basicamente, de depoimentos, de documentação técnica referente à unidade e à obra de sua transformação, de registros da plataforma salvos antes de seu afundamento e das conclusões, maximamente, de duas Comissões de Investigação sobre as causas do evento, respectivamente a Comissão de Sindicância da Petrobrás e a Comissão de Investigação ANP/DPC. Esse conjunto de evidências levou à detalhada reconstituição do acidente da forma bem conhecida por todos (cuja repetição aqui, portanto, torna-se desnecessária), brevemente resumida ao final do item 1 deste laudo, sendo suas **causas determinantes**, essencialmente, **equívocos operacionais diversos e cumulativos do pessoal que operava a plataforma**.

No particular, após cuidadoso exame técnico, este Perito manifesta sua concordância com os relatórios finais de ambas as Comissões. Com efeito, toda a prova até agora produzida, seja pela Petrobrás, seja pelos outros órgãos que investigaram o acidente, mostra uma seqüência de fatos sobre os quais não há possibilidade de contestação. E, à luz dessa prova, aliada à informação técnica disponível, não é possível imaginar outras hipóteses para o que aconteceu.

A explicação dada pelos relatórios oficiais de que houve 2 explosões, localizadas na coluna de BE-AR, deve ser aceita, por uma dupla circunstância: em primeiro lugar, a concordância com todos os fatos e evidências disponíveis; e, em segundo, a falta de outros elementos quaisquer que pudessem contestar como os fatos ocorreram.

Não há a menor dúvida que a primeira explosão, denominada de



Controle como se fosse um baque ou mesmo uma colisão, motivou a seqüência de providências para tentar investigar a causa da ocorrência.

A ida da Brigada de Incêndio para esta coluna, mostra claramente que a localização presumida deste incidente estava certa.

A explicação de como este fato aconteceu, tem que ser aceita não só porque dá uma causa provável para esta primeira fase do acidente, como também pode ser corroborada por dados extraídos dos registros eletrônicos que puderam ser salvos antes do abandono da plataforma, dos depoimentos dos tripulantes e da documentação técnica da plataforma e sua operação.

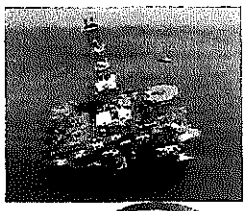
Esta lista de ocorrências foi divulgada pela Petrobrás sob o título "Documentação complementar da Comissão de Sindicância do Acidente da P-36", sob o número 15, com 31 páginas numeradas de 1 a 31.

- <u>1ª. Explosão (Explosão Mecânica) ocorrida às 00:22:11 do dia 15 de março de 2001.</u>

  Esta explosão foi o resultado de terem sido raqueteados não só a canalização de admissão da bomba de esgoto do tanque de BE como também posteriormente o suspiro desse tanque, tendo depois sido feita a ligação com o "header de produção" e ligada a bomba de esgoto do tanque de BB por quase uma hora; em conseqüência dessas diversas manobras sucessivas, houve a entrada da mistura contendo água, hidrocarbonetos e gases no tanque de BE, através de vazamento pela sua válvula de admissão que estava dando passagem (seja devido ao seu inadequado fechamento, seja por falha mecânica, circunstância essa que até agora não foi possível esclarecer). Deste modo, o tanque que deveria funcionar numa pressão próxima da atmosférica, foi submetido a uma pressão maior que 10 kg/cm2, excedendo à resistência de projeto de seus componentes e causando a referida "explosão mecânica".

Ocorrida a primeira explosão, há o rompimento da canalização de água salgada na coluna, iniciando-se aí o processo de alagamento da plataforma. Além disso, a ruptura do TDE de boreste permitiu a liberação de grande quantidade de gases ali contidos, havendo sua rápida dispersão através das estruturas e compartimentos adjacentes dentro da coluna também inevitavelmente danificados com o impacto da explosão, havendo detecção por sensores situados na planta de processo e em outros ambientes acima da área sinistrada. Os laudos das duas Comissões de Investigação são claros a esse respeito:

> *"Em virtude dos danos nos tanques, o gás vazado no interior da coluna atingiu o convés principal da unidade, na extensão de popa, através dos dutos de ventilação e suspiros de tanques danificados, sendo detectado pelos sensores de gás situados na planta de processo e nas entradas de ventilação de outros ambientes"* (Relatório da Petrobrás, fl. 1.261)



*rompidas dos suspiros dos tanques localizados abaixo do 4º nível, ativando os sensores de gás. A liberação do gás foi confirmada instantes após a 'primeira explosão' pela detecção de gás em duas tomadas de ar de ventilação, uma para a coluna de popa boreste e outra para a área interna do convés do tank top e em outros sensores localizados no convés principal."* (Relatório ANP/DPC, fls. 1.374/1.375)



A evidência por meio de testemunhas também é taxativa. Os depoimentos do 5° (fl. 70), 14° (fl. 116) e 24° (fl. 155) depoentes não deixam margem a dúvidas, valendo destacar as declarações do Operador na área de automação e turbo máquinas, Sr. VALDECIR CHAPETTA (14ª testemunha), de que uma equipe havia se dirigido ao local da primeira explosão a fim de apurar o acontecido e que, ao retornar, seus integrantes confirmaram "*ao pessoal da sala de controle, o SUFAC, o COPLAT, o SUPROD e o Operador de serviço (Patinho), que havia gás no terceiro piso da coluna popa boreste, esses operadores eram os Técnicos de Segurança Matheus e o Magela*" (fl. 116).

Portanto, **é sobre essas conclusões das duas Comissões de Investigação, a da Petrobrás e a da ANP/DPC** — as quais também são abonadas por este Perito pela sua aderência à realidade e pertinência técnica —, **que o presente laudo irá estabelecer seu exame**.

Isso implica dizer, em sentido contrário, **que não estão sendo levados em consideração alguns questionamentos supervenientes levantados pela Petrobrás e alguns empregados seus** nas defesas apresentadas no processo.

Tais questionamentos são, basicamente, dois. O primeiro é a tentativa de negar que a válvula de acesso à planta de processo (XV53360004) teria ficado aberta por cerca de 54 minutos até a bomba do TDE de bombordo dar partida (vide fl. 1.876, defesa da Petrobrás e fls. 1.982/1983, defesa de Paulo Roberto Viana), enquanto o outro diz respeito à tentativa de se colocar genericamente em dúvida os resultados das duas Comissões de Investigação sobre o acidente, mediante o argumento de que ambas se valeram do que se rotula, depreciativamente no contexto, de "métodos analíticos de engenharia" para alcançar suas conclusões (fls. idem).

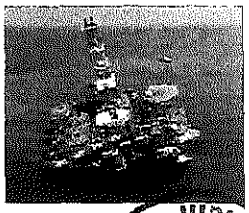


Ao ver deste Perito essas alegações não procedem por diversas razões, a saber:



**A negativa de abertura da válvula de acesso à planta de processo:**

- essa negativa está em **contradição** com o que a própria Petrobrás anteriormente **admitiu** no Relatório da sua Comissão de Sindicância;
- até poderia ser admitido um reexame técnico da situação apurada por ambas as Comissões de Investigação (Petrobrás e ANP/DPC) desde que aqueles que argúem o ponto trouxessem alguma **nova evidência** a respeito, o que, todavia, **não acontece**. Logo, as conclusões anteriores subsistem;
- inversamente, **todas as evidências existentes patenteiam que a falha em questão efetivamente ocorreu**. Assim, a abertura da válvula



acidente. Além do mais, a abertura dessa válvula constava como procedimento obrigatório no Manual de Operação em caso de bombeamento de fluidos dos TDEs para a planta de processo (vide, por exemplo, transcrição do manual às fls. 1.898/1.899). Por último, o Representado Sr. Evanildo Souza Santos, em seu depoimento à fl. 88, admitiu ter aberto a válvula (sic: "*A partir de então, preparei as redes fechando a válvula de retorno para o tanque de bombordo , deixando aberta a válvula para o sistema de processo, acionamos então o bombeamento em local e fomos para a sala de controle e verificamos que a pressão estava em torno de 14 bar*").

**A depreciação das investigações das Comissões por empregarem "métodos analíticos de engenharia":**

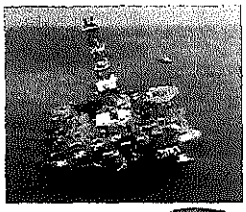
- **a utilização de "métodos analíticos" em uma investigação nada tem em si de recriminável, sendo perfeitamente válida do ponto de vista técnico**. Trata-se de simples procedimento lógico-dedutivo pelo qual, a partir da verificação das necessárias premissas, deduz-se se algo afinal ocorreu ou não. Dada sua enorme utilidade, é largamente utilizado, de maneira eficiente e corriqueira, na investigação de acidentes em geral;
- a alegação é **vaga e inespecífica**, não apontando quais pontos precisos das conclusões, baseadas em métodos analíticos, padeceriam de alguma pretensa falha e qual seria;
- tal como no caso anterior, a alegação cai em **contradição** com Relatório da Comissão de Sindicância da própria Petrobrás;
- não trouxeram os questionadores qualquer **nova evidência** que permitisse invalidar as conclusões das duas Comissões de Investigação;
- todas as conclusões das Comissões de Investigação são, com base na prova disponível, **coerentes e harmônicas com as evidências existentes**, nada havendo *a priori* que as desabone.



# 6 – O ESTUDO SOBRE A CAUSALIDADE DO ACIDENTE.

## 6.1 – AS CIRCUNSTÂNCIAS DETERMINANTES

Está evidente dos Relatórios das duas Comissões de Investigação que uma série de equívocos operacionais levaram à primeira explosão e ao início do alagamento da plataforma, até culminar, pela descontrolada e maciça dispersão de gases decorrente do primeiro evento, na segunda explosão. Incluem-se nesses equívocos, por exemplo, a retirada de bordo da bomba do TDE de boreste para reparos, mais de um mês antes do acidente, sendo os seus flanges raqueteados; o acúmulo de líquidos dentro dos TDEs; o erro em tentar se dar partida remotamente na bomba do TDE de bombordo, quando



permitindo, daí, o refluxo de óleo e gás da planta para a rede dos TDEs; o mau fechamento ou defeito na válvula de ingresso do TDE de boreste; os serviços que estavam sendo realizados na caixa de estabilidade situada acima do flutuador; a abertura das elipses de acesso ao tanque 26S e *void space* 61S; e assim por diante.



Todavia, uma falha consegue até mesmo destacar-se das demais por sua suma importância e decisivo papel nos acontecimentos: **o raqueteamento do suspiro do tanque (TDE) de BE AR**.

Esta alteração estrutural da plataforma teve como gravíssimo e drástico efeito **a transformação de um vaso atmosférico em vaso pressurizado**, tendo como conseqüência a radical alteração da condição não só do próprio tanque, mas igualmente das áreas adjacentes relativamente ao *design* original. E, como se não bastasse, ainda **desativou** o sistema de injeção de nitrogênio existente neste TDE de boreste que desempenhava a **dupla função** de: a) **elemento de segurança** do tanque, evitando a formação de atmosfera explosiva no interior destes, expulsando o ar ou gases explosivos que pudessem neles penetrar, e; b) **elemento do sistema de monitoramento do tanque** que atuava por borbulhamento (vide fl. 1.910, defesa de Evanildo Souza Santos e fl. 1.986, item 55, defesa de Paulo Roberto Viana), daí impedindo a normal e automática aferição do volume contido em seu interior.

Essa alteração foi efetivamente tão séria que transformou inteiramente o cenário dos acontecimentos. Enquanto **todas as demais falhas operacionais** que não alteraram estruturalmente a plataforma, reunidas, não levariam à primeira explosão, **o raqueteamento do suspiro do TDE de boreste, por outro lado, adiciona a condição *sine qua non* para a ruptura dessa estrutura: que ela fosse agora um vaso pressurizado, ao invés de atmosférico**.

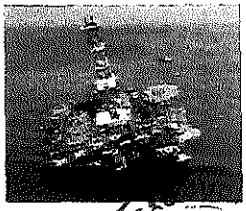
Em outras palavras, a própria estrutura original do sistema, tal como concebido, propiciava margem de segurança suficiente a afastar a possibilidade do evento ocorrer da forma que ocorreu, a despeito da intercorrência das diversas falhas de operação constatadas; somente um *plus*, uma modificação da estrutura existente, acrescentaria, como acrescentou, o fator indispensável à ocorrência do acidente. A propósito, a Sociedade Classificadora interessada não foi informada, como exigido pelas suas Regras de Classificação, da intenção de realizar essa obra, conforme dá conta a documentação dos autos.

Resta ainda considerar, porém, as alegações suscitadas nas defesas dos funcionários da Petrobrás Srs. Paulo Roberto Viana e Hélio Galvão Menezes, no sentido de que falhas teriam permitido que permanecesse uma "condição insegura" no projeto. Através desse tipo de alegação, como se pode constatar, esses Representados procuram alterar a causação do evento com a "P-36", passando-a de **falhas claramente operacionais** para **erros de projeto**. Passemos a examiná-la.



Após detido exame e reflexão sobre o ponto, chegamos à conclusão de que tal argumento foge ao foco técnico da causalidade do acidente.

Deve notar-se que o objetivo deste processo perante o Tribunal Marítimo é o de **identificar as causas eficientes e determinantes do acidente**, separando-as de



- em primeiro lugar, **do ponto de vista técnico ou legal inexiste norma proibindo a colocação de tanques nas colunas de plataformas**. Logo, esse detalhe do projeto poderia ser implementado da forma como foi;

- tendo isso em conta e também em linha com o que foi exposto pouco acima, **não foram as características dos TDEs e suas áreas adjacentes que determinaram o acidente**. Ambos poderiam ter os detalhes construtivos exatamente como tiveram e isso, por si só, não determinaria a ocorrência de incidente algum. Não decorre das características técnicas originais dos TDEs e das suas áreas adjacentes qualquer fator que acarretasse o risco de ruptura dos tanques. **Somente a grave mudança estrutural introduzida na área (raqueteamento do suspiro do TDE de BE), coadjuvada pelas outras falhas operacionais precisamente descritas nos Relatórios das Comissões de Investigação, é que poderia causar, como efetivamente causou, a primeira explosão e, conseqüentemente, o restante desenrolar dos acontecimentos**;

- inversamente, **uma diversa classificação dos TDEs e áreas adjacentes não seria capaz de impedir o acidente** (1ª e 2ª explosões, seguidas do afundamento da plataforma). Esse ponto será mais bem analisado abaixo.

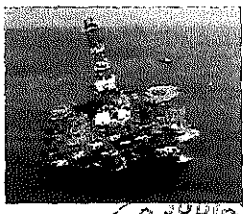
A isso deve ainda acrescentar-se que o argumento desses Representados, uma vez mais, não está de acordo com o apurado pelos Relatórios das duas Comissões de Investigação, especialmente com o admitido pela própria Petrobrás como causalidade do acidente, através da sua Comissão de Sindicância.



Portanto, o foco da causalidade reside, efetivamente, nas **razões operacionais** precisamente identificadas nos Relatórios das duas Comissões de Investigação, tanto aquelas que levaram ao incidente em si, como aquelas outras relativas aos procedimentos de resposta à emergência, acrescidas, ainda, dos seguintes aspectos adicionais:

- serviços como o raqueteamento do suspiro do TDE de BE e os reparos de trincas na caixa de estabilidade situada acima do flutuador deveriam ter sido comunicados previamente ao RINA, de acordo com as regras de classificação, para a indispensável autorização ou não, e, no primeiro caso, o devido acompanhamento dos trabalhos. Tivesse o RINA sido informado do raqueteamento do suspiro, certamente a Classificadora haveria exigido o flangeamento da tubulação de entrada e de saída do TDE de boreste, por se tratar essa providência de um procedimento básico de segurança nessas situações;

- providências de séria repercussão como o reparo/reposição da bomba do TDE de BE, o raqueteamento do suspiro do TDE de BE e a colocação da sua válvula de ingresso (V-535) em posição fechada deveriam não somente ter sido autorizadas pelo COPLAT, **mas também deveriam ser objeto de**



provisório como que eternizavam-se, **sem o acompanhamento devido e mesmo conhecimento por parte do comando da plataforma**. Veja-se que o COPLAT Paulo Roberto Viana admite até mesmo que nada lhe tinha sido informado sobre o flangeamento do suspiro e nem constava seja da passagem do serviço, seja dos boletins diários de produção (fl. 1.980), somente vindo a tomar conhecimento disso em conversa com os funcionários encarregados das operações depois do abandono da plataforma (fl. 1.988, itens 64/65).

- **procedimentos mais eficazes de resposta à emergência poderiam quiçá ter evitado a segunda explosão, ou, possivelmente, ao menos evitado a fatalidade com a brigada de incêndio**. Mencione-se, por sua relevância, o fato dos membros da brigada **não portarem explosímetros** que orientassem sua ação e pudessem inclusive ter seus resultados reportados ao comando da plataforma[3].

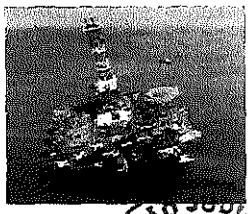
## 6.2. DIVERGÊNCIAS ENTRE O USO DOS TANQUES DE DRENAGEM DE EMERGÊNCIA, COMO CONSTAVA DO PROJETO E SUA REAL UTILIZAÇÃO.

A Plataforma P-36 teve alterada a finalidade dos tanques existentes na condição anterior, de "Base Oil Tanks" para "Emergency Drains Tanks" (TDE), a fim de poder conter todos os líquidos existentes na Planta de Produção, seja durante uma situação de manutenção, seja durante uma emergência. O volume que seria necessário conter nessas duas situações seria menor que a capacidade desses novos tanques. Como será melhor analisado no tópico seguinte, examinando-se as Regras IEC-79-0 e IEC-79-10, é aceitável que não seria necessário classificar como área de risco os TDEs e seus espaços contíguos, se a real utilização dos tanques fosse apenas essa. Entretanto, por razões não explicadas, esses tanques estavam sendo freqüentemente utilizados para receber líquidos inflamáveis.

A Plataforma entrou em serviço no Campo de Roncador e nas defesas apresentadas por alguns dos seus tripulantes, figuram alguns esparsos Registros de Passagem de Serviço, com datas a partir de 25/11/2000, **em que se vê que a utilização desses tanques era rotineira**, havendo inclusive recomendação para não deixar seu nível passar de 20% (período de 07-19 de 05/12/2000), limite esse logo elevado para 30%, havendo o caso de o nível chegar a 91,6% (Período de 07-19 de 25/11/2000 – fl. 2.134).



[3] No item "DA ATUAÇÃO DA BRIGADA DE INCÊNDIO" a fl. 1.875, no seu penúltimo parágrafo, é feita a alegação de que "os explosímetros ainda não são tecnologicamente desenvolvidos para funcionarem como alarmes instantâneos, colocados na cintura para dispararem em ambientes explosivos; na realidade exigem cerca de 5 minutos para processamento de informações". Esta informação é tecnicamente errada; há no mercado vários modelos de explosímetros portáteis, para serem usados por tripulantes e vistoriadores, que alertam quase imediatamente para qualquer situação de risco existente em hipótese de ingresso em compartimento fechado onde haja mistura explosiva (por exemplo, os modelos EX2000, EX2000 C, GD2000, GD2000 C da Oldham SA; o modelo TONKA L 237266, comercializado pela Tonkatec). Se um dos membros



Durante o serviço de 07-19 do dia 31/01/2001 foi registrada a suspeita de que havia dano na caixa de engrenagens da bomba de esgoto do tanque de BE; essa suspeita foi confirmada, mas só no período de 19-07 do dia 10-11 /02/2001 a bomba foi retirada de bordo e enviada a Macaé para ser feito o reparo, sendo os seus flanges raqueteados. Até a data do acidente e naufrágio da P-36, não havia sido feito esse reparo.

Os Registros de Passagem de Serviço neste período a partir de 25/11/2000 mostram que havia a preocupação de esgotar os tanques assim que o nível chegasse a 30%, já que o limite de 20% não era viável, pois a bomba perdia a aspiração.

A pergunta que se faz é: de onde vinha este líquido? Era apenas água condensada ou águas pluviais entrando pela canalização de suspiro (VENT) desse tanque ? Seria líquido contendo hidrocarbonetos do processo resultante de vazamento de alguma válvula na área de processo ? Parte das respostas a esta pergunta e a outras igualmente importantes está na entrevista do Operador II - EVANILDO SOUZA SANTOS à Comissão de Análise do Acidente com a P-36 no dia 5/4/2001 às 16:35, em Macaé e nas notas de reunião realizada no Rio de Janeiro, no Edhib sala 512 no dia 29/05/2001, com a presença de mais 6 funcionários da PETROBRÁS. A transcrição destas perguntas e respostas está às fls. 2.310 a 2.313 do processo. Resumindo o depoimento, o raqueteamento do suspiro do tanque de BE AR foi feito durante o período de embarque anterior do depoente de 29/01/2001 a 12/02/2001. A razão desta manobra foi porque o tanque estava apresentando um nível (crescente) teoricamente oriundo do sistema de Glicol. A origem deste fluido no TDE foi discutida a bordo com GALVÃO, MACIEL e possivelmente SEBASTIÃO. O raqueteamento foi solicitado pelo MACIEL, por orientação do GALVÃO. O depoente declarou que não tinha conhecimento de que a bomba de esgoto do TDE de BB só poderia ser operada manualmente.

Os depoimentos de CARLOS JOSÉ MACIEL AZEREDO a fls. 2314 a 2.317 confirmam as declarações do seu colega EVANILDO; já os depoimentos de PAULO ROBERTO VIANA, a fls. 2.308 e 2.309, mostram a preocupação em declarar que, como COPLAT, não era sua tarefa acompanhar as diversas manobras feitas; elas seriam da área de competência do SUPROD.

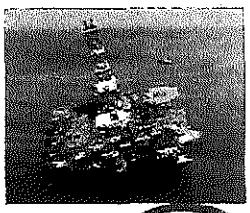


## 6.3 – A CLASSIFICAÇÃO DOS TDEs E ÁREAS ADJACENTES

O propósito deste tópico é o de perquirir, em primeiro lugar, se houve ou não infração a alguma regra de classificação de áreas de risco no caso dos TDEs e suas áreas adjacentes.

Importante, aqui, firmar algumas premissas indispensáveis a esse trabalho:

a) o trabalho de classificação de áreas de risco[4] compete, **primeira e primariamente, aos projetistas**. Eles é que, ao se decidirem por um certo *design* para as instalações, deverão aplicar as regras pertinentes, classificando a área de acordo. Às Sociedades Classificadoras compete a



**segundo o projeto apresentado**, **aprovando-a ou não** conforme as regras;

b) a classificação de áreas de risco segundo as Regras do RINA/*MODU Code* são (item 6.1.1):

- *zona 0*: aquela em que uma mistura explosiva de gás/ar esteja continuamente presente ou presente por longos períodos;
- *zona 1*: aquela em que uma mistura explosiva de gás/ar seja de provável ocorrência durante a operação normal;
- *zona 2*: aquela em que uma mistura explosiva de gás/ar não é de provável ocorrência, ou na qual essa mistura, se ocorrer, somente existirá por um período curto;

c) por via de exclusão, **áreas não classificadas** são aquelas não enquadradas em qualquer das definições anteriores;

d) a avaliação da probabilidade de presença de gás no ambiente decorre de variáveis como a **freqüência da liberação de uma substância inflamável**, **duração e a quantidade dessa liberação**, **arranjos relativos à ventilação** e **outras precauções de segurança** verificados na área que se irá classificar.

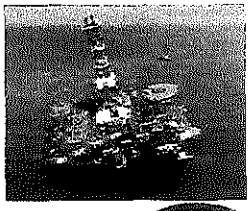


Estabelecidas tais premissas, deve ser ainda consignado que o trabalho da Sociedade Classificadora depende, obviamente, do fornecimento de informações completas pelos projetistas. Porém, logo de princípio, constata-se pela documentação do caso que isso nem sempre ocorreu.

Uma vez adotada a proposta de transformar os "Base Oil Tanks" em "Drain Storage Tanks" (TDEs) a classificação de risco na sua proximidade deveria ter sido feita pelo projetista em todos os documentos do projeto. Entretanto, tal não aconteceu.

Ocorreu, ao invés, que vários documentos de projeto gerados a partir de 30/08/1997 não acataram a mudança de finalidade dos tanques em questão nem a sua conseqüente alteração de classificação de risco.

Assim sendo, por exemplo, no Capítulo 3 do "OPERATIONS MANUAL" – SAFETY vê-se o desenho: "UNIT P36 HAZARDOUS AREA CLASSIFICATION – COLUMNS & RISER PLATFORM EL 28956 - EL 31955 A . B.L., nº DE-3010.38-5400-947-AMK-120, revisão "C", desenhado em 22-08-1997 e aprovado em 16-09-1997, no qual os referidos tanques ainda são designados como "Base Oil Tanks"; o mesmo desenho, na sua versão "B", com data de aprovação pelo RINA de 03/08/1999 e nº 7017711, contém uma nota desta Classificadora, repetida nos outros desenhos do mesmo grupo, alertando o projetista para as exigências do IEC 61892-7 e MODU CODE quanto à classificação de áreas de risco (zonas 0, 1 e 2). Não foi encontrada nenhuma versão de revisão posterior desse desenho **(anexos nos. 5 e 6)** nem sua remessa ao RINA.



O mesmo se deu com o conjunto de desenhos "UNIT P36 PLOT PLAN" de nº DE-3010.38-1200-200-AMK-001 a 006, 008, 011 e 012 r e v. F, datada de 07/09/1999, que mostra (DES. 008) nas colunas de ré os "Drains Storage Tanks". Estes desenhos foram recebidos pela PETROMEC em 14/SET/1999. Não há sinal destes desenhos terem sido submetidos à aprovação do RINA **(anexo nº 7)**.

Então, com base na informação disponível, o RINA afinal acatou, à luz das suas regras de classificação, a decisão dos projetistas de considerar a área do TDE e seus espaços adjacentes como áreas não classificadas.

Reexaminando essa questão da classificação de área, vê-se que fica desde logo descartada qualquer possível classificação da área como zona 0, visto que nem os TDEs nem muito menos suas áreas vizinhas foram projetadas para serem utilizadas de tal modo a gerar a presença por longos períodos de uma mistura explosiva de gás/ar.

Identicamente, não seria o caso de classificação desses compartimentos como zona 1, pois, segundo a IEC 79-10 **(anexo nº 9)**, falhas de válvulas, atividades de manutenção ou condições de emergência não são consideradas como "operação normal". Conseqüentemente, como a utilização dos TDEs somente era contemplada para casos de manutenção e situações de emergência, também essa classificação não era aplicável.

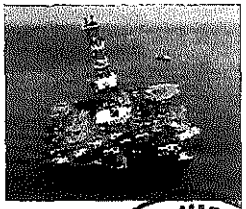


Restava verificar, assim, se essas áreas deveriam ser consideradas como zona 2 ou áreas não-classificadas.

De um lado, se uma mistura inflamável de gases ocorresse dentro dos TDEs, isso se daria, por definição, durante um período de tempo necessariamente curto, o que permitiria a classificação da área como zona 2. Porém, por outro lado, a IEC 79-10 prevê a possibilidade de não classificar como áreas de risco aquelas em que só existam gases ou atmosfera explosiva em ocasiões de reparo, desde que nessas ocasiões procedimentos especiais de segurança possam ser adotados. Neste tocante, o uso de injeção de nitrogênio nos tanques (cada um deles tinha um tubo de 1" de diâmetro com válvula de agulha para o controle da injeção), por exemplo, era previsto nos procedimentos para iniciar a operação de produção[5]. São ainda outros exemplos desses procedimentos especiais um sistema de "autorização de serviço" ou de paralisação do processo (*shut down*). No caso, a "P-36" dispunha de *emergency shut down* automático de diferentes níveis, os quais inclusive entraram em ação quando do acidente.

Assim, os TDEs **poderiam ter sido classificados como zona 2 segundo as Regras do RINA/MODU Code**. Por outra perspectiva, entretanto, a combinação (a) da presença do sistema de injeção de nitrogênio nos tanques, (b) da pouca freqüência, segundo os dados de projeto, quanto à presença de mistura inflamável nos TDEs e (c) do recurso operacional de paralisação (*shut down*) do processo, **poderia ser interpretada como condição suficiente para se reputar os TDEs, na classificação RINA/MODU Code, como áreas não-perigosas, e, portanto, não-classificadas**.

[5] A IEC 79-10 estabelece ademais que emissões gasosas secundárias em ambiente que, contudo,



E se os próprios TDEs **jamais poderiam exceder a classificação de zona 2** (comportando mesmo um eventual rebaixamento a área não-classificada dependendo da interpretação que se faça das características de seu uso, associadas aos dispositivos adicionais de segurança presentes), afigura-se evidente **que as áreas a eles adjacentes**, pela possibilidade ainda menor de que contivessem misturas gasosas inflamáveis, combinada com a boa ventilação existente dentro da coluna, **podiam razoavelmente ser reputadas como não-classificadas**.

Para encerrar nossas considerações quanto ao presente tópico, apenas uma observação a mais se faz necessária e é de significativa importância técnica. Referimo-nos ao **escôpo** da classificação de áreas perigosas.

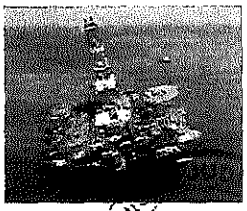
Quando classifica-se uma área se tem em vista sua operação normal e algumas situações anormais contempladas no projeto. Os dispositivos instalados na área, ademais, não **eliminarão totalmente** os riscos de um acidente nem todas as fontes de uma possível ignição, visando, isso sim, apenas, a **reduzir a possibilidade** de sua ocorrência.

Por isso, as regras de classificação de áreas perigosas preocupam-se em delimitar o alcance de sua própria aplicação. E as assim denominadas FALHAS CATASTRÓFICAS situam-se fora do escôpo da classificação de risco, sendo taxativamente considerado tal a ruptura de um vaso como os TDEs. Isto está regulado na IEC 79-10 no seu item 1.1, "c" e respectiva nota 3, inclusive com taxativa menção :

> *"1.1. Escopo*
>
> *Este padrão diz respeito à classificação de áreas de risco onde gás ou vapor inflamáveis possam surgir, de maneira a permitir a adequada seleção e instalação de aparelhos para utilização em tais áreas de risco (ver notas 1 e 4).*
>
> *Ele pretende ser aplicado onde haja risco de ignição devido à presença de gás ou vapor inflamáveis, misturado com ar sob condições atmosféricas normais (ver nota 2), mas não se aplica a:*
>
> *a) (...);*
> *b) (...);*
> *c) (...);*
> *d) falhas catastróficas que estejam além do conceito de anormalidade considerado neste padrão (ver nota 3);*
>
> *(...)*
>
> *Nota 3: Falha catastrófica, nesse contexto, aplica-se, por exemplo, à ruptura de um vaso ou tubulação de processamento, e tais eventos que não sejam previsíveis."*



Em vista disso, **não se deve jamais incorrer no equívoco de se aferir a classificação de áreas perigosas da "P-36" vinculando-a à magnitude do acidente ocorrido**. Se a atividade de classificação de risco normalmente já não pode pretender contemplar a eliminação de todas as possíveis fontes de ignição de uma área, menos ainda poderia ter a pretensão de lidar com a liberação descontrolada de gases/vapores em uma situação catastrófica. Por isso a classificação de riscos, segundo as regras





essa são lidadas não no campo da classificação de áreas de risco, mas sim através de procedimentos de resposta a emergências ou planos de contingência.

Por conseguinte, não considerar a possibilidade de falhas catastróficas como a ocorrida com a "P-36" para efeito de classificação de áreas de risco **afigura-se procedimento tecnicamente correto e insuscetível de crítica**.

## 6.4 – A INFLUÊNCIA DE UMA DIFERENTE CLASSIFICAÇÃO DOS TDEs E ÁREAS ADJACENTES NA CAUSALIDADE DO ACIDENTE

Ultrapassada a questão da classificação adequada aos TDEs e espaços adjacentes, **de cunho esclarecedor mas não conclusivo**, resta, agora sim, chegar ao ponto central da questão técnica no que concerne à Sociedade Classificadora: **verificar se uma classificação diferente teria a influência no desfecho dos acontecimentos**.

Conforme destacado no item 6.1 supra, a finalidade deste processo é o de **identificar as causas eficientes e determinantes do acidente**, devendo o trabalho dos peritos voltar-se para esse objetivo, separando tais causas determinantes de todas as restantes circunstâncias que, embora contemporâneas, ao final revelam-se incapazes de determinar a ocorrência do acidente.

Tecnicamente falando, é fora de dúvida **que a primeira explosão mecânica nenhuma relação teve com questões de classificação de área**. A ruptura do TDE de boreste se deveu à sua sobrepressurização por falhas operacionais dos operadores da plataforma. Mesmo que o TDE de BE estivesse classificado como zona 2 (a única outra classificação possível), **isso, repita-se, nenhuma influência teria, acontecendo o rompimento do vaso da mesma maneira**.

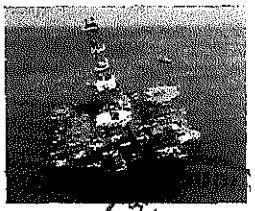


Coisa idêntica deve ser dita das áreas adjacentes. Mesmo que a área ao redor do tanque tivesse sido Classificada como zona de risco 2, esta explosão não poderia ter sido evitada.

Diante destes fatos, chega-se à conclusão que esta primeira explosão ocorreu por motivos fora do que seria legítimo prever como operação normal ou anormal da plataforma para fins de classificação de risco e que a classificação ou não da área no interior da coluna de BE-AR, não teve e não teria influência alguma na forma de como ocorreu a primeira explosão, denominada de "Explosão Mecânica".

Chegamos, assim, ao exame da classificação de área com relação à segunda explosão. Ocorrida a ruptura do TDE de boreste, qual teria sido o seu efeito se a área adjacente tivesse recebido a classificação de zona 2 e tivessem sido ali instalados os equipamentos por ela determinados ?

É absolutamente forçoso admitir que uma explosão mecânica dessa intensidade, que destruiu o próprio TDE de boreste e destruiu ou seriamente avariou as estruturas circundantes, teria destruído ou danificado extensamente os equipamentos adicionais





Porém, mesmo para os equipamentos adicionais que pudessem porventura resistir há outra circunstância inafastável a considerar.

A quantidade de líquidos (água salgada e hidrocarbonetos) proveniente da explosão do Tanque de Drenos de Emergência e da ruptura da canalização de água salgada dentro da coluna, em pouco tempo atinge os níveis em que deveriam estar instalados os sensores de gás inferiores da coluna. Desse modo é possível imaginar que mesmo que a área ao redor do tanque de drenagem de emergência fosse classificada, as instalações ali existentes não poderiam evitar o desastre subseqüente, a explosão química.



Acrescente-se a isso ainda o seguinte:

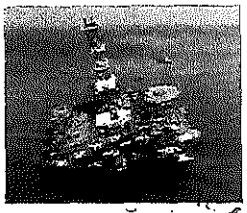
- a classificação de risco para a área adjacente ao TDE, como já salientado, não foi concebida para lidar com **falhas catastróficas** que resultassem na **liberação de maciças quantidades de gases e sua dispersão** através dos elementos estruturais destruídos ou pelo menos danificados no interior da coluna, tal como aconteceu. **Logo, a classificação atribuível à área não se prestaria a controlar o problema**;
- quanto aos sensores que poderiam estar instalados nos espaços adjacentes na hipótese de classificação da área como zona 2, sua função, até acabarem destruídos pelo impacto da explosão ou desativados pelo subseqüente alagamento do compartimento, seria alertar para a **presença de gás** no interior da coluna. **Todavia, essa presença de gás não passou jamais despercebida**, pois foi detectada pelos sensores de gás situados na planta de processo e nas entradas de ventilação de outros ambientes, bem assim pela equipe que se dirigiu ao terceiro piso da coluna, conforme incontroverso na prova dos autos (vide, supra, item 5). Portanto, a existência dos mencionados sensores **nada adicionaria à cadeia de eventos do acidente que já não existisse, numa redundância incapaz de alterar a causalidade do acidente**.

Não fosse tudo isso suficiente, há, finalmente, a constatação técnica **de que a ignição não aconteceu nas áreas adjacentes ao TDE de boreste, senão mais acima na coluna**, tornando tecnicamente despropositada a cogitação sobre a classificação daqueles espaços como expediente para evitar a segunda explosão.

A segunda explosão, denominada de "Explosão Química" é explicada no documento "ANÁLISE DE DISPERSÃO DE GASES" - SIMULAÇÃO DE ACIDENTE PLATAFORMA PETROBRÁS 36 - Relatório Técnico Final – Ver. 0, preparado para a PETROBRAS pela firma MTL Engenharia Ltda.

Nesse estudo, feito por firma especializada no assunto, é investigado o processo de dispersão de gases, por meio de simulação computacional do processo de dispersão, após a explosão mecânica.

Nesta investigação, apoiada nos registros eletrônicos obtidos da documentação complementar já mencionada acima (Doc. 15 "*Time Line*" – Linha do Tempo), são



III. *Os TDEs poderiam ter sido classificados como zona 2, porém existiam certos elementos que possibilitavam, segundo um outro enfoque, reputar-se a área como não-classificada. Os espaços adjacentes aos TDEs, como conseqüência, deveriam ser considerados área não-classificada, tal como ocorreu. De toda maneira,* ***nenhuma classificação de risco tem a finalidade ou a possibilidade de lidar com falhas catastróficas como a ocorrida****;*

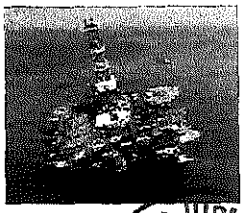
IV. ***a primeira explosão, ou "Explosão Mecânica" nada teve que ver com problemas de classificação****, de tal sorte que, estivessem os TDEs e espaços adjacentes classificados de maneira diversa, tal não impediria o acidente;*

V. ***a segunda explosão, ou "Explosão Química", igualmente não poderia ter sido evitada por uma diversa classificação da área****, em virtude da inoperância, após a primeira explosão, de quaisquer dispositivos de segurança existentes pelo fato da área ser classificada, bem assim pela maciça disseminação dos gases explosivos liberados quando do rompimento do TDE de boreste;*

VI. *por fim, as evidências técnicas apontam para o fato de que* ***a segunda explosão não teve sua origem nas áreas adjacentes ao TDE de boreste****, mas sim em conveses superiores,* ***muito provavelmente no segundo convés da plataforma****.*

Rio de Janeiro, 22 de Maio de 2003

**PAULO DOMINGOS RIBAS FERREIRA**
**Engenheiro de Construção Naval e Mecânico**
**CREA 7906-D RJ**



não eram inflamáveis quando **em elevadas concentrações**, nem em concentração **inferior a 4%**. Sua inflamabilidade ocorreu quando eles formaram uma mistura com o oxigênio do ambiente numa faixa entre **15%** (limite superior de inflamabilidade) e **4%** (limite inferior de inflamabilidade) de gás. Essa era a **faixa de inflamabilidade** dos gases liberados.

O relatório analisa em sete etapas a dispersão dos gases originários da Explosão Mecânica, com ênfase nas concentrações ocorridas e chega à conclusão que o cenário mais provável foi o da ignição dos gases originados da Explosão Mecânica, no nível do Segundo Convés da Plataforma, por qualquer foco de ignição ali existente; a dispersão dos gases fez-se pelos dutos de ventilação ou outras passagens geradas pela deformação dos elementos estruturais da Coluna de BE-AR após a Explosão Mecânica. Exatamente no momento em que a segunda explosão se deu, no Segundo Convés os gases estariam na faixa adequada de inflamabilidade. Em contrapartida, no piso do TDE de boreste e nas áreas adjacentes não se teria, nesse momento, condições de inflamabilidade. Confira-se o trecho conclusivo desse Relatório (item 6, xxi):

> *"Portanto, dentre as hipóteses assinaladas, a mais provável, à luz dos resultados obtidos nas simulações de dispersão de gases, é que o Primeiro Evento seria a ocorrência de ruptura mecânica de parte do costado do TQ1 e, gerando liberação do gás contido em seu interior, seguida de interrupção do funcionamento do sistema de ventilação da coluna. O gás liberado espalha-se pelo interior da Coluna, ATINGINDO OS PISOS SUPERIORES EM CONCENTRAÇÕES INFLAMÁVEIS, gerando condições para a ocorrência do Segundo Evento ou a Grande Explosão. Esta decorre da combustão da massa de vapores de hidrocarbonetos oriundos do vazamento do TQ1, potencialmente capaz de gerar ondas de pressão de grande intensidade, ocasionando os danos relatados no acidente real."*

Diante das conclusões deste Relatório, vê-se que a Segunda Explosão não ocorreu nas áreas adjacentes do TDE de BE-AR e que a classificação de risco da coluna não teve a menor relação com essa explosão, ocorrida muito provavelmente fora da coluna.



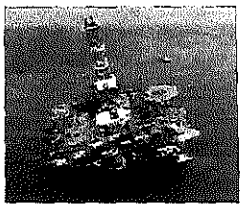
## 7.0 – CONCLUSÕES

Em suma, todos os elementos de informação mostram que:

I. *a causalidade do evento repousa, inequivocamente, nas diversas **falhas operacionais** listadas pelas duas Comissões de Investigação;*

II. *a causalidade do evento **não está relacionada a falhas de classificação**, pois esta não previa a condição em que a plataforma acabou por operar, com presença rotineira de líqüidos nos TDEs quando isso somente poderia acontecer em hipóteses de manutenção ou emergência, com uma bomba de TDE retirada por longo período para reparos, válvulas defeituosas ou deixadas*

Paulo Domingos Ribas Ferreira
ENGENHEIRO DE CONSTRUÇÃO NAVAL E MECÂNICO





**Anexos:**

Nº 1 – Regras para Classificação de navios –RINA 2001

Nº 2 – HAZOP REPORT Doc. No. RL-3010.38-5400-947-AMK-903 Issue A 18/7/97

Nº 3 - DESIGN PHILOSOPHY DRAINS SYSTEM Doc. No. ET-3010.38-5336-941-AMK-906 Rev. 0 26/6/97

Nº 4 – Hazop Report APPENDIX III ACTION SHEETS

Nº 5 – UNIT P36, HAZARDOUS AREA CLASSIFICATION COLUMNS & RISER PLATFORM EL 28956 – EL 31955 A.B.L. Rev. B RINA Approval # 7017711

Nº 6 - UNIT P36, HAZARDOUS AREA CLASSIFICATION COLUMNS & RISER PLATFORM EL 28956 – EL 31955 A.B.L. Rev. C

Nº 7 - UNIT P36 PLOT PLAN :CONJUNTO DE DESENHOS:
-STARBOARD SIDE ELEVATION Nº: DE – 3010.38-1200-200-AMK-001 REV. F
-AFT ELEVATION Nº: DE - 3010.38-1200-200-AMK-002 REV. F
-ABOVE MAIN DECK EL 46024 & ABOVE Nº DE – 3010.38-1200-200-AMK-004 REV. F
-MAIN DECK EL 42672 A.B.L. Nº DE-3010.38-1200-200-AMK-005 REV. F
-SECOND DECK EL. 39624 A.B.L. Nº DE 3010.38-1200-200-AMK- 006 REV. F
-TANK TOP EL.36576 A.B.L. Nº DE 3010.38-1200-200-AMK-007 REV. F
-COLUMNS & RISER PLATFORMS EL 21335 A.B.L. Nº DE-3010.38-1200-200-AMK-008 REV. F
-COLUMNS EL 9144 – EL.21335 A.B.L. Nº DE-3010.38-1200-200-AMK-011 REV.F
-LOWER HULL & COLUMNS EL. 2570 & 5514 A. B. L Nº DE-3010.38-1200-200-AMK-012 REV. F

Nº 8 - DESIGN PHILOSOPHY DRAINS SYSTEM Nº ET-3010.38-5336-941-AMK-906

Nº 9 – IEC – 79 - 10

# *CURRICULUM VITAE*

## PAULO DOMINGOS RIBAS FERREIRA

Dados Pessoais: Brasileiro, casado, Oficial reformado da Marinha de Guerra, Engenheiro de Construção Naval e Mecânico.

Instrução: Escola Naval, 1940-43, Curso para Oficiais da Armada; através de concurso foi indicado pela Marinha para cursar engenharia na University of Michigan, Ann Arbor, Michigan, U.S.A., onde recebeu os diplomas de Master of Science in Naval Architecture and Marine Engineering e Bachelor of Science in Engineering (Naval Architecture and Marine Engineering) e Bachelor of Science in Engineering (Mechanical Engineering), de Fev. 52 a Fev. 53.

Prêmios:Prêmio Hughes de Navegação, como Guarda-Marinha em Jan. 1944; Prêmio do American Bureau of Shipping, em 1º de março de 1952, como melhor aluno do curso de graduação na Universidade de Michigan, tendo sido o primeiro estudante estrangeiro a recebê-lo.

Atividades Profissionais na Marinha de Guerra:
Diversas atividades durante sua carreira; Chefe do Departamento de Engenharia da Comissão Fiscal de Construção de Navios na Europa durante toda a obra de reparo e modernização do porta-aviões "Minas Gerais" de 1957 a 1961; transferido para a Reserva Remunerada a pedido, em Janeiro de 1962, no posto de Capitão de Mar e Guerra.



Atividades Profissionais como Engenheiro e Executivo na vida Civil:

De 08/87 a 05/97 Diretor Presidente da Rio Survey S.A. – Bureau de Vistorias e Inspeções.

Diretor Presidente da Implan Engenharia S. A. desde sua fundação em dez. 77 até solicitar sua demissão em Ago.83

Diretor Presidente da Empresa Brasileira de Reparos Navais S.A. – Renave, com a missão de fazer a sua privatização, durante o período de dez.76 a março de 1977, (empresa da qual a Petrobrás era uma das acionistas principais), quando ela foi privatizada, sendo a maior empresa privatizada durante o governo do Gen. Geisel.

Diretor Técnico e depois cumulativamente Diretor Superintendente da Xerox do Brasil S.A. de 8/74 a 11/75.

Diretor Presidente da Verolme Estaleiros Reunidos do Brasil de 12/ 69 a 11/73, período durante o qual foram construídos, entre outros, 1 cargueiro e 4 Liners para a Netumar e 4 para o Lloyd Brasileiro, quatro petroleiros de 26.400 tdw para a Petrobrás e o maior navio até então construído no Hemisfério Sul, o "Doceangra" para a Docenave, tendo sido contratada a construção de três petroleiros de 105.00 tdw para a Petrobrás. Ao assumir a Presidência da Empresa encontrou-a à beira da falência, conseguindo recuperá-la financeiramente, pagando os empréstimos feitos pela matriz e investindo com recursos próprios gerados durante sua gestão num plano de expansão da ordem de US$ 11,5 milhões, para tornar o estaleiro capaz de construir navios de até 150.000 tdw.

Fundador e Diretor Presidente do Escritório Técnico de Planejamento de 5/64 a 12/69, que depois se transformou na Planave S.A..

Engenheiro Chefe e depois Diretor das Indústrias Reunidas Caneco S.A. de 12/61 a 5/64.



Outras atividades:

Juiz Vitalício do Tribunal Marítimo, de 6/68 a 12/69, quando pediu demissão para assumir a Presidência da Verolme.

Perito Judicial e Consultor técnico de Empresas, até a presente data; foi indicado por duas vezes como Perito do Juiz em processos no Tribunal Marítimo; tem sido Perito de parte em processos no Tribunal Marítimo.

Professor nos Cursos de Regulação, Defesa da Concorrência e Concessões da Fundação Getúlio Vargas, nos assuntos de Hidrovias e Portos.

Em setembro de 1999, juntamente com outros três engenheiros, solicitou patente para um dispositivo que permite fazer com que os comboios fluviais, mesmo de grande porte, possam ultrapassar obstáculos à navegação, tais como barragens sem eclusas, sem haver perda de água pelo trânsito do comboio.

Membro Individual Fundador da Sociedade Brasileira de Engenharia Naval e Life Member da Society of Naval Architects and Marine Engineers do Estados Unidos; Associado e Diretor da Associação Brasileira de Direito Marítimo da qual é representante no Fórum Consultivo Comissão Coordenadora dos Assuntos da Organização Marítima Internacional (CCA-IMO).

Fala e lê Português Inglês e Francês; lê e entende Holandês, Espanhol e Italiano.

# ANEXO

# Nº 1

# Rules for the Classification of Ships

*Effective from 1 January 2001*

# Part A

## Classification and Surveys



REGISTRO ITALIANO NAVALE
VIA CORSICA, 12 - 16128 GENOVA
TEL. +39 01053851 - FAX +39 0105351555
EMAIL info@rina.org - WEB www.rina.org
REA 287117 - CF 80005050101 - PART. IVA 023029480103

# PREAMBLE TO THE RULES: GENERAL CONDITIONS



**Definitions:**

*"Rules"* means the Rules for the Classification of Ships whether contained herein or in other documents issued by the Society.

*"Society"* means RINA S.p.A.

*"Surveyor"* means technical staff acting on behalf of the Society in the performance of the services described in Article 1 below.

*"Interested Party"* means a party, other than the Society, having responsibility for the classification of the ship, such as the Owner of the ship and his representatives, or the ship builder, or the engine builder, or the supplier of parts to be tested.

*"Owner"* means the Registered Owner or the Disponent Owner or the Manager or any other party with the responsibility to keep the ship seaworthy, having particular regard to the provisions relating to the maintenance of class laid down in Part A, Chapter 2 of the Rules.

*"Administration"* means the Government of the State whose flag the ship is entitled to fly or the State under whose authority the ship is operating in the specific case.

**Article 1**

**1.1.** - RINA S.p.A. is a Society, whose purpose is the classification of vessels, sea and river units, offshore structures and craft of all kinds, collectively referred to hereafter as "ships".

The Society:

sets forth and develops Rules, Guidance Notes and other documents;

publishes the Register of Ships;

issues Certificates, Statements and Reports based on its interventions.

**1.2.** - RINA S.p.A. also takes part in the implementation of National Regulations as well as International Rules and Standards, by delegation from different Governments.

**1.3.** – RINA S.p.A. carries out Technical Assistance on request and provides special services outside the scope of classification, subject to specific terms not included in these general conditions.

**Article 2**

**2.1.** - The Rules developed by the Society endeavour to meet the state of currently available technology at the time they are published. The Society is not responsible for any inadequacy or failure of these Rules or any other relevant documents as a result of future development of techniques, which could not have been reasonably foreseen at the time of their publication.

**2.2.** - The Society exercises due care and skill:

- in the selection of its Surveyors
- in the performance of its services, considering the state of currently available technology at the time the services are performed.

**2.3.** - Surveys conducted by the Society include, but are not limited to, visual inspection and non-destructive testing. The Society may also commission laboratory testing, underwater inspection by divers and other checks carried out by and under the responsibility of qualified service suppliers. Survey practices and procedures are selected by the Society at its sole and absolute discretion based on its experience and knowledge and according to generally accepted technical standards in the industry.

**Article 3**

**3.1.** - The class assigned to a ship reflects the discretionary opinion of the Society that the ship, given the intended use and within the relevant time frame, complies with the Rules applicable at the time the service is rendered. Entry into force and application of new Rules are dealt with in Part A, Chapter 1, Section 1, Article 2 of the Rules.

**3.2.** - No report, statement, notation on a plan, review, Certificate of Classification or any document or information issued or given as part of the services provided by the Society is to have any legal effect or implication other than a representation that the ship, structure, item of material, equipment or machinery or any other item covered by such document or information meets the Rules. Any such representation is issued solely for the use of the Society, its committees and clients or other duly authorised bodies and for no other purpose.

The validity, application, meaning and interpretation of a Certificate of Classification, or any similar document or information issued by the Society in connection with or in furtherance of the performance of its services, is governed by the Rules of the Society, which remains the sole arbiter, at its absolute discretion.

Any disagreement on technical matters between the Interested Party and the Surveyor in the carrying out of his functions is to be raised in writing as soon as possible with the Society, which will settle any divergence of opinion or dispute.

**3.3.** - The classification of a ship, or the issuance of a certificate in relation to or in furtherance of the classification of a ship or the performance of services by the Society is to have the validity conferred upon it by the Rules of the Society at the time of the assignment of class or issuance of the certificate and in no case is to amount to a representation, statement or warranty of seaworthiness, structural integrity, quality or fitness for a particular purpose or service of any ship, structure, material, equipment or machinery surveyed by the Society.

**3.4.** - Any document issued by the Society in relation to its interventions reflects the condition of the ship at the time of the survey.

**3.5.** - The Rules, surveys performed, reports, certificates and other documents issued by the Society are in no way intended to replace the duties and responsibilities of other parties such as Governments, designers, ship builders, manufacturers, repairers, suppliers, contractors or sub-contractors, Owners or operators and underwriters. They do not relieve such parties from any warranty or responsibility or other contractual obligations expressed or implied or from any liability whatsoever, nor do they confer on such other parties any right, claim or cause of action against the Society.

In particular, the above-mentioned activities of the Society

. relieve the Owner of his duty to ensure the proper maintenance of the ship at all times.
In no case, therefore, will the Society assume the obligations incumbent upon the above-mentioned parties, even when it is consulted in connection with inquiries concerning matters not covered by its Rules or other documents.
Insofar as they are not provided for in the Preamble, the duties and responsibilities of the Owner and Interested Parties with respect to the services rendered by the Society are outlined in Part A, Chapter 1, Section 1, Article 3.

**Article 4**

**4.1.** – Any request for any service of the Society is to be submitted in writing and signed by or on behalf of the Interested Party. Such request will be considered irrevocable as soon as it is received by the Society and will entail acceptance by the applicant of all relevant requirements of the Rules, including the Preamble.
Upon acceptance of the written request by the Society, a contract between the Society and the Interested Party is stip-

**4.2.** - Any service of the Society, of whatever nature, even if not concluded for any cause whatsoever, will imply the obligation of the Interested Party, jointly with the person applying for the service, to pay fees upon receipt of the invoice and to reimburse the expenses incurred. Interests may be demanded in the event of late payment.
**4.3.** - The contract may be terminated at the request of either party subject to 30 days' notice to be given in writing. Failure to pay the fees required for services carried out by the Society which fall within the scope of the above-mentioned contract will entitle the Society to terminate the contract.
Unless decided otherwise by the Society, termination of the contract implies that the assignment of class to a ship is withheld or, if already assigned, that it is suspended or withdrawn.

**Article 5**

**5.1.** - In providing the services mentioned in Article 1 , as well as other information or advice, neither the Society nor any of its servants or agents warrants the accuracy of any information or advice supplied. Furthermore, all express and implied warranties are specifically disclaimed.
Except as provided for in paragraph 5.2 below, and also in the case of surveys carried out by delegation of Governments, neither the Society nor any of its servants or agents will be liable for any loss, damage or expense of whatever nature sustained by any person, in tort or in contract, due to any act or omission of whatever nature, whether or not negligent, and howsoever caused.
**5.2.** – Notwithstanding the provisions in paragraph 5.1 above, should any user of the Society's services prove that he has suffered a loss or damage due to any negligent act or omission of the Society, its servants or agents, then the Society will pay compensation to such person for his proved loss, up to, but not exceeding, five times the amount of the fee - if any - charged by the Society for the specific service, information or advice or, if no fee is charged, a maximum of 20 million lire.
Where the fees are related to a number of services, the amount of fees will be apportioned for the purpose of the calculation of the maximum compensation, by reference to the estimated time involved in the performance of each service.
Any liability for consequential damages is specifically excluded.
In any case, irrespective of the amount of the fees, the maximum damages payable by the Society will be not more than 2 billion lire.
Payment of compensation under this paragraph will not entail any admission of responsibility and/or liability by the Society and will be made without prejudice to the disclaimer clause contained in paragraph 5.1 above.
**5.3.** - Any claim for loss or damages of whatever nature by virtue of the provisions set forth herein is to be made in writing, and notice is to be provided to the Society within THREE MONTHS of the date on which the services were first supplied or the damages first discovered. Failure to provide such notice within the time set forth herein will constitute an absolute bar to the pursuit of such claim against the Society.

**Article 6**

**6.1.** - Any dispute arising from or in connection with the Rules or with the services of the Society, including any issues concerning responsibility, liability or limitations of liability, will be determined in accordance with Italian Law and proceedings will be instituted in or transferred to the Court of Genoa, Italy, which will have exclusive jurisdiction to hear and settle any such dispute.

**Article 7**

**7.1.** - All plans, specifications and information provided to the Society, or of which the Society may become aware in connection with the performance of its services, will be treated as confidential and will not, without the prior consent of the party furnishing such documents, be used for any purpose other than that for which they are furnished.
Records and any other documents issued by the Society relating to ships classed with the Society will not be disclosed or forwarded by the Society to any other party without the prior consent of the Interested Party, unless it is in connection with an order by the flag Administration or an injunction of a Court having jurisdiction or other Authority empowered to take such action.
**7.2.** - In the event of transfer of class, the Owner undertakes to provide, or to permit the Society to provide, to the new Classification Society such building plans and drawings as the latter may require for the purpose of classification in compliance with the existing "Transfer of Class and Reporting of Changes in Class Status" procedures.
It is the Owner's duty to ensure that, whenever required, the consent of the builder is obtained with regard to the provision of plans and drawings to the new Society, either by way of appropriate stipulation in the shipbuilding contract or by subsequent agreement.

**Article 8**

**8.1.** – Should any part of this Preamble be declared invalid, this will not affect the validity of the remaining provisions.
**8.2.** - In the event of doubts concerning the interpretation of this Preamble, the Italian text will prevail

# SECTION 1 GENERAL PRINCIPLES OF CLASSIFICATION



## 1 Principles of classification

### 1.1 Purpose of the Rules

**1.1.1** The Rules published by the Society give the requirements for the assignment and the maintenance of class for seagoing ships.

Class assigned to a ship reflects the discretionary opinion of the Society that the ship, for declared conditions of use and within the relevant time frame, complies with the Rules applicable at the time the service is rendered.

Note 1: The general conditions of classification are laid down in the Preamble.

**1.1.2** The application criteria of the different parts of the present Rules are the following:

- Part A - Classification and Surveys applies to all ships.
- Part B - Hull and Stability, Part C - Machinery and Systems, Part D - Materials and Welding and Part E - Service Notations apply to seagoing ships whose hull is of welded steel construction. Where necessary, the extent of application is more precisely defined in each chapter of these parts of the Rules.
- Part F - Additional Class Notations applies, at the request of the Interested Party, to all ships.

The classification of ships other than those dealt with in the above-mentioned Parts B, C, D and E is covered by specific Rules published by the Society.

### 1.2 General definitions

**1.2.1** The following general definitions are used in these Rules :

- Society means the Classification Society with which the ship is classed
- Rules means these Rules for the Classification of Ships and documents issued by the Society serving the same purpose
- Surveyor means technical staff acting on behalf of the Society to perform tasks in relation to classification and survey duties
- Survey means an intervention by the Surveyor for assignment or maintenance of class as defined in Part A, Chapter 2, or interventions by the Surveyor within the limits of the tasks delegated by the Administrations
- Administration means the Government of the State whose flag the ship is entitled to fly or the State under whose authority the ship is operating in the specific case
- Interested Party means a party, other than the Society, having responsibility for the classification of the ship, such as the Owner of the ship and his representatives, or the Shipbuilder, or the Engine Builder, or the Supplier of parts to be tested
- Owner means the Registered Owner or the Disponent Owner or the Manager or any other party having the responsibility to keep the ship seaworthy, having particular regard to the provisions relating to the maintenance of class laid down in Part A, Chapter 2
- Approval means the examination and acceptance by the Society of documents, procedures or other items related to classification, verifying solely their compliance with the relevant Rules requirements, or other referentials where requested
- Type approval means an approval process for verifying compliance with the Rules of a product, a group of products or a system, and considered by the Society as representative of continuous production
- Essential service is intended to mean a service necessary for a ship to proceed at sea, be steered or manoeuvred, or undertake activities connected with its operation, and for the safety of life, as far as class is concerned.

### 1.3 Meaning of classification, scope and limits

**1.3.1** The classification consists of:

- the development of Rules, guidance notes and other documents relevant to the ship, structure, material, equipment, machinery and any other item covered by such documents
- the examination of plans and calculations and the surveys, checks and tests intended to ensure that the ship meets the Rules (refer to Ch 2, Sec 1)
- the assignment of class (see Ch 2, Sec 1) and issue of a Certificate of Classification, where the above Rules are met
- the periodical, occasional and class renewal surveys performed to verify that the ship in service meets the conditions for maintenance of class (see Ch 2, Sec 2).

**1.3.2** The Rules, surveys performed, reports, certificates and other documents issued by the Society, are in no way intended to replace or alleviate the duties and responsibilities of other parties such as Administrations, Designers, Shipbuilders, Manufacturers, Repairers, Suppliers, Contractors or Sub-contractors, actual or prospective Owners or Operators, Charterers, Brokers, Cargo-owners and Underwriters. The Society cannot therefore assume the obligations arising from these functions, even when the Society is consulted to answer inquiries concerning matters not covered by its Rules, or other documents.

The activities of such parties which fall outside the scope of the classification as set out in the Rules, such as design, engineering, manufacturing, operating alternatives, choice

of t and power of machinery and equipment, number a qualification of crew or operating personnel, lines of the ship, trim, hull vibrations, spare parts including their number, location and fastening arrangements, life-saving appliances, and maintenance equipment, remain therefore the responsibility of those parties, even if these matters may be given consideration for classification according to the type of ship or additional class notation assigned.

The classification-related services and documents performed and issued by the Society do not relieve the parties concerned of their responsibilities or other contractual obligations expressed or implied or of any liability whatsoever, nor do they create any right or claim in relation to the Society with regard to such responsibilities, obligations and liabilities. In particular, the Society does not declare the acceptance or commissioning of a ship or any part of it, this being the exclusive responsibility of the Owner.

**1.3.** Unless otherwise specified, the Rules do not deal ... uctures, pressure vessels, machinery and equipment w...ch are not permanently installed and used solely for operational activities such as dredging or heavy load lifting, workshops or welding equipment, except for their effect on the classification-related matters, as declared by the Interested Party, such as fire protection and ship's general strength.

During periods of construction, modification or repair, the unit is solely under the responsibility of the builder or the repair yard. As an example, the builder or repair yard is to ensure that the construction, modification or repair activities are compatible with the design strength of the ship and that no permanent deformations are sustained.

Note 1: Refer to [3.3] as regards the Owner's responsibility for maintenance and operation of the ship in relation to the maintenance of class.

### 1.4 Request for services

**1.4.1** Requests for interventions by the Society, such as suveys during construction, surveys of ships in service, tests, etc., are in principle to be submitted in writing and signed by the Interested Party. Such request implies that the applicant will abide by all the relevant requirements of the Rules, including its Preamble.

The Society reserves the right to refuse or withdraw the class of any ship for which any applicable requirement of the Rules is not complied with.

### 1.5 Register of ships

**1.5.1** A Register of Ships is published periodically by the Society. This publication, which is updated by the Society, contains the names of ships which have received the Certificate of Classification, as well as particulars of the class assi... and information concerning each ship.

## 2 Rules

### 2.1 Effective date

**2.1.1** The effective date of entry into force of any amendments to the Rules is indicated on the inside front page of each Part of the Rules.

**2.1.2** In principle, the applicable Rules for assignment of class to a new ship are those in force at the date when the contract between the Owner and the shipyard is signed.

**2.1.3** Special consideration may be given to applying new or modified rule requirements which entered into force subsequent to the date of the contract, at the discretion of the Society and in the following cases:

- when a justified written request is received from the party applying for classification
- when the keel is not yet laid and more than one year has elapsed since the contract was signed
- where it is intended to use existing previously approved plans for a new contract.

**2.1.4** The above procedures for application of the Rules are, in principle, also applicable to existing ships in the case of major conversions and, in the case of alterations, to the altered parts of the ship.

**2.1.5** The rule requirements related to assignment, maintenance and withdrawal of the class of ships already in operation, as detailed in Part A, Chapter 2 to Part A, Chapter 5, are applicable from the date of their entry into force.

### 2.2 Equivalence

**2.2.1** The Society may consider the acceptance of alternatives to these Rules, provided that they are deemed to be equivalent to the Rules to the satisfaction of the Society.

### 2.3 Novel features

**2.3.1** The Society may consider the classification of ships based on or applying novel design principles or features, to which the Rules are not directly applicable, on the basis of experiments, calculations or other supporting information provided to the Society. The specific limitations may then be indicated on the Certificate of Classification.

### 2.4 Interpretation

**2.4.1** The Society alone is qualified to decide upon the meaning, interpretation and application of the Rules and other classification-related documents. No reference to the Rules or other classification-related documents has any value unless it involves, accompanies or follows the intervention of the Society.

# EXPLANATORY NOTE TO PART A

## 1. Reference edition

The reference edition for Part A is the RINA Rules 2000 edition, which is effective from 1 June 2000 with the exception of Chapters 3 to 5, which are effective from 1 October 2000.

Appendix 3 to Chapter 2 "Thickness measurements: extent, determination of locations, acceptance criteria applicable to ships contracted for construction before 1 June 2000", separately issued with Rule Variation ING/2000/01 on 25 May 2000, is to be considered as part of the reference edition with effective date 1 October 2000.

## 2. Amendments after the reference edition

2.1 RINA Rules 2000 has been completely rewritten and reorganised.

2.1 Except in particular cases, the Rules are updated and published annually.

## 3. Effective date of the requirements

3.1 All requirements in which new or amended provisions with respect to those contained in the reference edition have been introduced are followed by a date shown in brackets.

The date shown in brackets is the effective date of entry into force of the requirements as amended by the last updating. The effective date of all those requirements not followed by any date shown in brackets is that of the reference edition.

3.2 Item 5 below provides a summary of the technical changes from the preceding edition. In general, this list does not include those items to which only editorial changes have been made not affecting the effective date of the requirements contained therein.

## 4. Rule subdivision and cross-references

4.1 Rule subdivision

The Rules are subdivided into six parts, from A to F.

Part A: Classification and Surveys

Part B: Hull and Stability

Part C: Machinery, Systems and Fire Protection

Part D: Materials and Welding

Part E: Service Notations

Part F: Additional Class Notations

Each Part consists of:

- Chapters
- Sections and possible Appendices
- Articles
- Sub-articles
- Requirements

Figures (abbr. Fig) and Tables (abbr. Tab) are numbered in ascending order within each Section or Appendix.

4.2 Cross-references

Examples: Pt A, Ch 1, Sec 1, [3.2.1]or Pt A, Ch 1, App 1, [3.2.1]

- Pt A means Part A

The part is indicated when it is different from the part in which the cross-reference appears. Otherwise, it is not indicated.

- Ch 1 means Chapter 1

The Chapter is indicated when it is different from the chapter in which the cross-reference appears. Otherwise, it is not indicated.

- Sec 1 means Section 1 (or App 1 means Appendix 1 )

The Section (or Appendix) is indicated when it is different from the Section (or Appendix) in which the cross-reference appears. Otherwise, it is not indicated.

- [3.2.1] refers to requirement 1, within sub-article 2 of article 3.

Cross-references to an entire Part or Chapter are not abbreviated as indicated in the following examples:

- Part A for a cross-reference to Part A
- Part A, Chapter 1 for a cross-reference to Chapter 1 of Part A.

## 5. Summary of amendments introduced in the edition effective from 1 January 2001

This edition of the Rules for the Classification of Ships, effective from 1 January 2001, contains the following set of amendments to the Rules:

- 1st set of amendments issued with Rule Variation ING/2000/01, enclosed with Circular 3280/A dated 20 June 2000. As regards Part A the following items have been modified:

  **CHAPTER 1**
  **Section 2: [6.2.2]; Notes to Table 2; [6.8.2]; [6.8.3]; [6.11.7]**
  **Appendix 1: Table 14; Table 20; Table 24**

  **CHAPTER 2**
  **Section 1: [2.1.8] (NEW); [3.2.3]; [4.1.4] (NEW)**
  **Section 2: [2.3.4]; [4.1.1]; [5.4.3]; [5.5.2]; [5.6.1]**
  **Section 3: [1.2.3]; [1.2.5] (NEW); [1.3.1]**
  **Appendix 3: (NEW)**

  **CHAPTER 3**
  **Section 3: [3.1.2] (NEW)**

  **CHAPTER 5**
  **Section 7: [2.1.1]; [3.1.1]**

  **CHAPTER 6**
  **Section 1: [1.1.3] (NEW)**

  The effective date of this 1st set of amendments is **1st October 2000** with the exception of the amendments to item Ch 3, Sec 3, [3.1.2], which are effective from **1st January 2001**.

- 2nd set of amendments issued with Rule Variation ING/2000/07, enclosed with Circular 3298/A dated 28 December 2000. As regards Part A the following items have been modified:

  **CHAPTER 1**
  **Section 2: [3.2.2]; [6.2.3]; [6.10.3] (NEW); [6.10.4]; Table 2**
  **Appendix 1: [3.1.3]; [3.3.1]; Table 9; Table 14; Table 22; Table 24; [6.1.1]**

  **CHAPTER 2**
  **Section 1: [3.2.2]**
  **Section 2: [3.1.1]; [3.1.2]; [3.1.3]; [3.3.1]; [4.4.2]; [4.4.3]**
  **Existing Appendix 1 "Planned Maintenance Scheme": moved to Pt F**

  **CHAPTER 3**
  **Section 1: [3.4.2]; [3.4.3]; Table 1 (NEW)**
  **Section 3: [3.8.4]**

  **CHAPTER 5**
  **Section 1: Table 1**
  **Section 2: [1.1.1]; [3.1.1]**
  **Section 9: [1.1.1]**

  **CHAPTER 6**
  **Section 4: [2.1.3]; [2.1.4]; [2.1.5]**

  The effective date of this 2nd set of amendments is **1st January 2001**.

# ANEXO

# Nº 2

AMEC Process and Energy

NOBLE DENTON

# P36 - RONCADOR FIELD DEVELOPMENT

## Contract No: LO277

| Document No: RL-3010.38-5400-947-AMK-903 | Issue: A | Page: 1 of 6 |
|---|---|---|

**Document Title:**

## HAZOP REPORT



| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| A | Issued for Design | | | | | | | | |
| O | Preliminary | JR | 17/7/97 | JH | 18/7/97 | | | | |
| Issue Rev | Issue or Revision Description | Orig. By | Date | Ch'kd By | Date | App'd | Date | App'd | Date |

# CONTENTS

# 1.0 Introduction

The new field development (Roncador) is for the Brazilian Campos Basin, in 4500 ft water depth. It is anticipated that 19 production wells will be drilled. Water injection will support reservoir pressure in later years and gas lift facilities are available for each production well.

The processing facilities will be on board P-36 (upgraded Spirit of Columbus) semi-submersible. The existing production equipment on board will either have to be removed or modified as the current project produces at a greater rate than the original topsides design allows.

The design that was HAZOPed was that supplied by Petrobras in the form of preliminary P&IDs, which were copied by AMEC and brought into line with the new field processing requirements. The original design was done for the South Marlim field which has significantly different characteristics to Roncador. The latter is in much deeper water, has colder seabed temperatures, longer runs of Coflexip flowlines and wax/hydrate problems.

# 2.0 HAZOP Team

The above HAZOP took place in AMEC offices (both Golden Lane and Great Eastern Street) between 9th June and 10th July. The HAZOP Committee consisted of the following members:

| | |
|---|---|
| Mike Taylor | Chairman |
| Ken Crawford | Secretary |
| Cid Valerio | Brasoil Operations |
| Carlos Galvao | Petromec (part time) |
| Richard Hart | Instruments |
| Paul Cavallo | Process |
| Robin Huttenbach | Process (part time) |
| George Curati | Process (part time) |
| Andy Holman | Process (part time) |
| Joe Rapanakis | Safety |
| Malcolm Milne | Mechanical (part time) |



# 3.0 Limit of AMEC Responsibilities

For the purpose of this HAZOP the AMEC responsibilities were considered to include all topside process and utilities from inlet SDV to export SDV. In addition, any topsides facilities that impinge on or are impinged on by subsea equipment, such as control of subsea valves and supply of chemicals to wellheads, are also included.

The HAZOP was generally restricted to all new equipment in the above category plus any modifications needed to existing equipment.

## 4.0 Caveats and Assumptions

Vendor P&IDs have yet to be HAZOPed - e.g. gas compressor services.

At the time of the HAZOP, the following areas were not completely designed so they were not HAZOPed:

- Chemical injection packages.
- Test separator crude pumps.
- Crude oil booster pumps.
- Crude oil pipeline pumps.
- Gas export pig launcher.
- Seawater supply.
- Process cooling water system.
- Seawater injection system.



The HAZOP was carried out on only one of any identical parallel paths - e.g. production headers. It was assumed that all such paths are identical.

## 5.0 Categories of Concern

The following concerns were raised during the HAZOP sessions:

1. Drawing errors and omissions - e.g. instrumentation shown incorrectly, valves in wrong place, etc.

2. Lack of understanding of the intended operation - e.g. the pigging operation or hydrate removal.

3. Minor improvements to the Client's design to bring up to AMEC standards - e.g. use of double block and bleeds for ratings over 600 lbs, locking drain valves closed, etc.

4. Significant improvements in process design - e.g. instrument alarms, reduction in pig receiver valves.

5. Correction of safety hazards - e.g. installation of a PSLL controlled valve on LP flare at booster compressor inlet.

## 6.0 Action Categories

Appendix II contains the HAZOP Record Sheets which incorporate deviations, causes, consequences, safeguards and actions.

The actions resulting from the HAZOP have been categorised. A number of asterisks inside angle brackets has been added to the "Action" column for each Deviation - thus the symbols "<***>" indicate a level three priority, etc. The action pages can then be sorted

* : Minor drawing modifications - quick to do and costs little, but could have major implications for the process.

** : Minor process improvements such as adding spectacle blinds for safer isolation.

*** : Major process improvements such as redefining the sequence of running and standby pump operation depending on liquid levels.

**** : Safety or operability problems such as enlarging the drain line from the HP flare KO pot to allow for the risk of sand blockage.

***** : Major concern for safety if not carried out - e.g. overcoming the possibility of drawing air back through the LP flare system if booster compressor suction falls below atmospheric pressure.

## 7.0 Problems that Delayed the HAZOP

The HAZOP took 23 days during which some 56 P&IDs were reviewed (included in Appendix I, signed and dated by the HAZOP Chairman). Conventional progress rate suggested for HAZOPs by the I.Chem.E. is 2 per day, so the HAZOP team strike rate was above average. However, the rate would have been higher had it not been for the following delays:

1. The Operator's intentions were not fully understood at the start or were not available - e.g. pigging sequence and methodology.

2. Existing equipment on the semi-sub was not designed in accordance with the Operator's current practise and had to be re-designed and then re-HAZOPed - e.g. the existing WHRUs on the turbine generators are controlled differently from those ordered from Nuovo Pignone for use on the compressors. It was considered unnecessarily difficult for the operators to have to operate two halves of the same heating medium system in totally different ways.

3. The existing equipment turned out to be inadequate in some way or other - e.g. the closed drains tank not big enough to contain all the fluids drained from the largest process vessels on maintenance.

4. P&IDs were not available, or systems not fully designed - e.g. the booster and MOL pumps.

5. The current Petrobras design was for a more "benign" field - e.g. wax, water depth, hydrate problems.

# 8.0 Conclusions and Results

Few really major problems were found. Among those found is the vertical flare arrangement that could cause problems with "flaming rain" and excess radiation if ever condensate were allowed to discharge to the flare. A flare boom could be considered as a better option. However, since flare knock-out drums are provided and the flare tower is an existing structure, that option is not realistic.

There are about 550 recorded actions but many are duplicates. For example the installation of double block and bleed valves has been recommended on nearly every P&ID; late in the HAZOP such "general" recommendations were put into a "General" table. The Action Sheets which include the action responses are given in Appendix III.

Overall the process system suggested by Petrobras appears reasonably robust, once the need to cope with the special problems of this field has been resolved. During the HAZOP, a number of Petrobras "philosophies" were requested and those available were taken into consideration; the remaining relevant procedures form part of action responses.

List of reviewed P&IDs:

| TITLE | NO. | REV |
|---|---|---|
| Satellite Production Well Subsea | F0008-PB-24-OP-111 | 0 |
| Satellite Production Well Subsea Riser & Topsides Facilities | F0008-PB-24-OP-121 | 0 |
| Satellite Production Well Control Rack | F0008-PB-24-OP-131 | 0 |
| Paraffin Removal Pig Receiver RP-122301A | F0008-PB-24-OP-135 | 0 |
| Paraffin Removal Pig Launchers LP-122302A/B | F0008-PB-24-OP-138 | 0 |
| Production Manifold - Train A | DE-3010.38-1223-944-AMK-151 | 0 |
| Production Heaters - Train A | DE-3010.38-1223-944-AMK-152 | 0 |
| Production Separator - Train A | DE-3010.38-1223-944-AMK-153 | 0 |
| Oil Dehydrator - Train A | DE-3010.38-1223-944-AMK-154 | 0 |
| Atmospheric Separator - Train A | DE-3010.38-1223-944-AMK-155 | 0 |
| Test Separator Manifold & Heater | DE-3010.38-1223-944-AMK-171 | 0 |
| Test Separator | DE-3010.38-1223-944-AMK-172 | 0 |
| Crude Oil Booster Pumps | DE-3010.38-1223-944-AMK-181 | 0 |
| Crude Oil Pipeline pumps | DE-3010.38-1223-944-AMK-182 | 0 |
| Oil Metering and Export Facilities - Line A | DE-3010.38-1223-944-AMK-183 | 0 |
| Gas Booster Suction Cooler | DE-3010.38-1223-944-AMK-201 | 0 |
| Gas Booster Suction 1st Stage KO Drum | DE-3010.38-1223-944-AMK-202 | 0 |
| Gas Booster Interstage Cooler | DE-3010.38-1223-944-AMK-204 | 0 |
| Gas Booster Suction Interstage KO Drum | DE-3010.38-1223-944-AMK-205 | 0 |
| Gas Booster Suction 2nd Stage Compressor | DE-3010.38-1223-944-AMK-206 | 0 |
| Gas Booster Outlet Cooler | DE-3010.38-1223-944-AMK-207 | 0 |
| Services to Gas Booster Compressor | DE-3010.38-1223-944-AMK-208 | 0 |
| Safety Gas KO Drum | DE-3010.38-1223-944-AMK-209 | 0 |
| 1st Stage Compressor Suction Cooler KO Drum Train A | DE-3010.38-1223-944-AMK-211 | 0 |
| 1st Stage Compression Unit Train A | DE-3010.38-1223-944-AMK-212 | 0 |
| 2nd Stage Compressor Suction Cooler KO Drum Train A | DE-3010.38-1223-944-AMK-213 | 0 |
| 2nd Stage Compression Unit Train A | DE-3010.38-1223-944-AMK-214 | 0 |
| 3rd Stage Compressor Suction Cooler KO Drum Train A | DE-3010.38-1223-944-AMK-215 | 0 |
| 3rd Stage Compression Unit Train A | DE-3010.38-1223-944-AMK-216 | 0 |
| 3rd Stage Compressor Discharge Cooler Train A | DE-3010.38-1223-944-AMK-217 | 0 |
| High Pressure Gas Manifolds | DE-3010.38-1233-944-AMK-261 | 0 |
| TEG Contactor Train A | DE-3010.38-1233-944-AMK-262 | 0 |
| HP Gas Export | DE-3010.38-1223-944-AMK-271 | 0 |
| Gas Lift Manifold | DE-3010.38-1223-944-AMK-272 | 0 |
| TEG Regeneration and Storage | DE-3010.38-1233-944-AMK-301 | 0 |
| Fuel Gas Preheater | DE-3010.38-5135-944-AMK-311 | 0 |
| Fuel Gas Heat Exchanger | DE-3010.38-5135-944-AMK-312 | 0 |

List of reviewed P&IDs (cont.):

| TITLE | NO. | REV. |
|---|---|---|
| Fuel Gas Afterheater | F0008-PB-24-UT-315 | 0 |
| HP Fuel Gas Distribution | DE-3010.38-5135-944-AMK-316 | 0 |
| LP Fuel Gas Distribution | DE-3010.38-5135-944-AMK-317 | 0 |
| Fuel Gas Export Pig Launcher | DE-3010.38-5135-944-AMK-318 | 0 |
| Production Separator Hydrocyclone - Train A | DE-3010.38-5336-944-AMK-322 | 0 |
| Test Separator Hydrocyclone | DE-3010.38-5336-944-AMK-324 | 0 |
| Oil Dehydrator Hydrocyclone - Train A | DE-3010.38-5336-944-AMK-325 | 0 |
| Produced Water Degasser | DE-3010.38-5336-944-AMK-327 | 0 |
| Heating Medium Expansion Vessel | DE-3010.38-5125-944-AMK-371 | 0 |
| Heating Medium Circulation Pumps | DE-3010.38-5125-944-AMK-372 | 0 |
| Heating Medium Distribution | DE-3010.38-5125-944-AMK-373 | 0 |
| Turbo Compressor Waste Heat Recovery Unit A | DE-3010.38-5125-944-AMK-374 | A |
| Turbo Generator Waste Heat Recovery Unit A | DE-3010.38-5125-944-AMK-378 | 0 |
| Closed Drains Drum | DE-3010.38-5336-944-AMK-392 | 0 |
| Hazardous Open Drains Drum | DE-3010.38-5336-944-AMK-394 | 0 |
| Production Caisson | DE-3010.38-5336-944-AMK-397 | 0 |
| High Pressure Flare KO Drum | F0008-PB-24-UT-402 | 0 |
| Low Pressure Flare KO Drum | F0008-PB-24-UT-404 | 0 |
| HP & LP Flare Tips & Ignition System | F0008-PB-24-UT-405 | 0 |
| Atmospheric Vent System | F0008-PB-24-UT-407 | 0 |
| Gas Hydrate Inhibitor | DE-3010.38-6825-944-AMK-421 | 0 |
| | | |

# APPENDIX I

## HAZOP P&IDs

# APPENDIX II

## RECORD SHEETS

# APPENDIX III

## ACTION SHEETS

# ANEXO

# Nº 3

AMEC Process and Energy

NOBLE DENTON



| Document No.: | Contract No.: | Issue: Rev O |
|---|---|---|
| ET-3010.38-5336-941-AMK-906 | L0277 | |

# P36 - RONCADOR FIELD DEVELOPMENT

**Document Title:**

DESIGN PHILOSOPHY

DRAINS SYSTEM

| Issue Rev | Issue or revision description | Orig. By | Date | Ch'kd By | Date | App'd By | Date | App'd By | Date |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| O | IDC | PC | 26/6/97 | | | | | | |
| | | | | | | | | PETROMEC | |

INDEX



APPENDICES:

## 1. SUMMARY

Process drainage on the Spirit of Columbus will be provided by three separate systems, which will be designed to provide segregation of hazardous and non-hazardous materials.

The closed drains system will receive drainage from pressurised process systems both during normal operation and during maintenance. Recovered liquids will be collected in a closed drains drum from where they will be pumped to the separation trains, upstream of the production heaters. Flashed vapour will be sent to the low pressure flare system.

The hazardous open drains system will collect maintenance drainage from hydrocarbon systems and from non-hydrocarbon systems in hazardous areas. Recovered liquids will be collected in a hazardous open drains drum from where they will be pumped to the closed drains system. The system will be vented to the atmospheric vent system.

The non-hazardous open drains system will route aqueous drainage to a closed production caisson from where it will pass overboard. The caisson also receives water leaving the produced water degasser. Any residual hydrocarbon will be separated in the caisson and pumped to the hazardous open drains system. The system will be vented to the atmospheric vent system.

## 2. CLOSED DRAINS

The closed drains have two functions:

- to collect process condensate flows during normal operation;
- to provide collection of liquids during maintenance.

During normal operation, condensate which is mainly water or which is at too low a pressure for recycling to other parts of the process, will flow to the closed drains header. See reference 1 for further details. Entries to the closed drains header will be as follows:

- Condensate from the Booster Compressor Suction KO Drum;
- Condensate from the Safety Gas KO Drum;
- Condensate from the Glycol Contactors;
- Rejected oil from the Production Separator, Test Separator and Dehydrator Hydrocyclones.
- Rejected oil from the Produced Water Degasser.



Further details including predicted flowrates are given in Appendix B

The existing Closed Drains Drum (V-45002) will be re-used (re-numbered as V-533603). Its purpose will be to collect process drainage and maintenance drainage from small process equipment. The original vendor will be required to confirm that the vessel has adequate capacity for the duties specified and advise if modifications are required.

New closed drains pumps (B-533603A/B, 2 x 100%) will be installed to provide adequate head to pump recovered liquid to the inlet of the production heaters under level control.

Maintenance drainage of large process equipment, e.g. production separators, dehydrators and atmospheric separators, will require greater capacity than that available from the closed drains drum alone. This will be provided by re-utilising two bulk storage tanks (T-05001C/D, re-numbered as V-533604A/B) as drains storage vessels. The tanks are located in the forward/port column.

The use of the existing base oil tank located in the port/aft column is also being considered for maintenance drainage.

See appendix B for details of the capacities available for maintenance drainage.

New drains storage vessel transfer pumps (B-533604A/B, 2 x 100%) will be installed to transfer the contents of the vessels to the inlet of the production heaters. These pumps will be sized to empty the vessels in approximately 4 hours.

Re-use of the bulk storage tanks requires further investigation to:

- confirm mechanical suitability of the tanks for the service proposed.
- identify potential corrosion issues arising from the presence of small quantities of produced water (salt content <70,000 ppm) in the stored crude. This water will tend to settle out at the bottom of the tanks.
- identify the impact of the introduction of hydrocarbons into a previously non-hazardous area.
- quantify the impact which filling the tanks may have on the vessel's centre of gravity and ballasting system.

Re-use of the base oil tanks requires further investigation to:

- confirm mechanical suitability of the tanks for the service proposed.
- confirm the design pressure and whether this is adequate for closed drains service.
- identify potential corrosion issues arising from the presence of small quantities of produced water (salt content <70,000 ppm) in the stored crude. This water will tend to settle out at the bottom of the tanks.
- confirm existing hazardous area classification.

In addition, the practicality of installing and/or modifying piping around the vessels must be investigated. This will include connections to new drains storage transfer pumps (B-533604A/B, 2 x 100%) which will be located either in the base of the columns or in the port lower hull pump rooms.

Flashed vapour from both the closed drains drum and the drains storage vessel will pass to the LP flare system.

Both the closed drains drum and the drains storage vessels will have electric heaters fitted to prevent the formation of wax deposits. This will be achieved by fitting bayonet type heaters to the bolted manway covers.

Maintenance drainage of the closed drains drum and pumps will be to the ship's drainage system.

## APPENDIX A

### A-1 : EQUIPMENT PROPOSED FOR DRAINS SYSTEM

| | | EXISTING | | NEW CONFIGURATION | |
|---|---|---|---|---|---|
| **Facility** | **Location** | **Equipment/ Package No** | **Capacity** | **Equipment/ Package No** | **Proposed Capacity** |
| Closed Drains Drum | Tank Top Deck | V-45002 | 13.8 $m^3$ | V-533603 | 13.8 $m^3$ |
| Hazardous Open Drains Drum | Tank Top Deck | V-45001 | 13.8 $m^3$ | V-533602 | 13.8 $m^3$ |
| Production Caisson | Below Tank Top Deck | YD-731A | To be sourced by Petromec | TD-533601 | |
| Drains Storage Vessels | Forward/ Port Column | T-05001C/D | 167 $m^3$ | V-533604A/B | 167 $m^3$ |
| Base Oil Storage Tank | Aft/Port Column | | 451.4 $m^3$ | | 451.4 $m^3$ |

APPENDIX B

B-1 : SUMMARY OF PROPOSED CONTINUOUS FLOWS TO CLOSED DRAINS (MAX OIL CASE)

| MAX OIL CASE | | | | | Flow (kg/h) | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Item | Equipment Name | Proposed Destination | Rationale | PFD Stream No. | Gas Cond. | Water | Gas |
| V-122302A | Booster Compress. Suction KO Drum Liquids | Closed Drains | Low pressure, mainly water. | 53 | - | 205 | - |
| V-122301 | Safety Gas KO Drum Liquids | Closed Drains | Low pressure, mainly water. | 64 | - | 204 | - |
| T-123301 A/B | Free Water from Glycol Contactors | Closed Drains | Mainly water. | 85 | - | 141 | - |
| | | | TOTALS | | - | 550 | - |

## B-2 : SUMMARY OF PROPOSED CONTINUOUS FLOWS TO CLOSED DRAINS (MAX WATER CASE)

| MAX WATER CASE | | | | | Flow (kg/h) | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Item | Equipment Name | Proposed Destination | Rationale | PFD Stream No. | Gas Cond. | Water | Gas |
| V-122302A | Booster Compress. Suction KO Drum Liquids | Closed Drains | Low pressure, mainly water. | 53 | - | 51 | - |
| V-122301 | Safety Gas KO Drum Liquids | Closed Drains | Low pressure, mainly water. | 64 | - | 49 | - |
| T-123301 A/B | Free Water from Glycol Contactors | Closed Drains | Mainly water. | 85 | - | 141 | - |
| | | | TOTALS | | - | 241 | - |

## B-3 : CLOSED DRAINS CAPACITY AVAILABLE FOR MAINTENANCE DRAINAGE

Capacity of existing Bulk Storage Tanks (T-05001C/D, renamed V-533603) 83.5 $m^3$ each

Effective capacity of existing Closed Drains Drum (V-45002, renamed V-533603) 7 $m^3$

Total capacity available 174 $m^3$

This is estimated to be adequate for approximately 85% of the capacity of the largest process vessel, namely one oil dehydrator.

The base oil tank will provide more than adequate capacity, if used.

B-4 : SUMMARY OF PROPOSED CONTINUOUS FLOWS TO THE PRODUCTION CAISSON

| Case | Water flow from Produced Water Degasser (m3/h) |
|---|---|
| Maximum Oil | 1.6 |
| Maximum Water | 177 |

## APPENDIX C
## DETAILS OF PETROBRAS REQUIREMENTS

The following extracts are included in this Appendix relating to Petrobras requirements.

| Document | Section | Notes |
|---|---|---|
| General Technical Specification ET-3010.38-1200-940-PPC-001 | P5 - Produced Water Treatment and Disposal System | |
| | P5.1 - General | 1. Separated oil will be pumped to the Hazardous Open Drains Drum, not to a slop vessel.<br><br>2. Recovered oil from the hydrocyclones will pass directly to the closed drains header for degassing in the Closed Drains Drum, not to the Produced Water Degasser. |
| | P5.2 - Design Parameters | 3. A blow case is not proposed at present. Instead, an alternative, non-installed, spare production caisson pump is proposed. |
| | M19.2 Open Drainage | 4. Hydrocarbon open drainage will be sent to the Hazardous Open Drains Drum instead of the Slop Vessel. |
| | M19.3 Closed Drainage | 5. Closed drainage will be sent to the Closed Drains Drum instead of the Slop Vessel. |
| | M19.5 Slop Vessel | 6. The Closed Drains Drum and the Drains Storage Vessels/ the Base Oil Tank will fulfil this duty. |
| | M19.6 Production Caisson | 7. Recovered oil will be pumped to the Hazardous Open Drains Drum instead of the Slop Vessel.<br><br>8. The requirement for a blow case will be reviewed. A non-installed spare Production Caisson Pump is proposed as an alternative. |
| ANNEX X Deviations of Basic Design | 3.2 - Other Documents DE-Drainage | 9. The existing combined Closed Drains/LP Flare KO Drum is to be re-used, but as the Closed Drains Drum only. A separate LP Flare KO Drum is proposed. See reference 2. |
| Maritime Production Installations Safety Philosophy ET-3010.00-5400-947-PGT-001 | 7 - Safety Requirements for Drainage Systems | 10. Maritime drainage systems will be further reviewed during detailed design. |

# ANEXO

# Nº 4

**APPENDIX III**

**ACTION SHEETS**

Date: 8/7/97 Client: Petromec
Project No: L0277 Project: P36-RONCADOR FIELD DEVELOPMENT



## HAZOP STUDY ACTION AND RESPONSE SHEET

| | |
|---|---|
| ACTION ON: Process / Brasoil. | RESPOND BY: 31-07-97 |
| ACTION NO: 493 | MEETING DATES: 9th June 1997 - 11th July 1997. |
| DOCUMENT REF: 392, 394<br>TITLE: Closed Drains Drum, Drains Storage Vessels. | REVISION: 0 |
| ITEM:<br>Line 42. Closed drains system. | (Hazop Table 392.42) |
| CAUSE:<br>Proposed re-use of mud tanks for periodic closed drains storage beneath accommodation block. | (All.) |
| CONSEQUENCE:<br>Hazard to personnel. | |
| SAFEGUARDS:<br>Tanks are installed in semi-sub leg with a deck plating and 2 deck levels between them and accommodation block. | |
| ACTION:<br>The proposed re-use of the mud tanks is unacceptable. 1. Re-route the closed drains outlet to the atmospheric separator.<br>If that route proves unacceptable (possibly because of water contamination of oil product), consider instead:<br>2. Use the alternative structural base oil tanks in the port/aft leg, but see action 523.<br>3. Replace the existing drains drum with a vessel of large enough capacity, but see action 523. | |
| RESPONSE: | DATED: 30/8/97. |

Proposal # 2 of the above has been declared acceptable for re-engineering for this service.



SIGNED: J. F. Haworth

JB

ENTER YOUR RESPONSE IN THE BOX ABOVE, THEN SIGN AND RETURN TO:
Joe Rapanakis

| FURTHER ACTION | ON | DATE AND RESPONSE |
|---|---|---|
| | | |

ACTION FINALISED:

Date: 8/7/97 Client: Petromec
Project No: L0277 Project: P36-RONCADOR FIELD DEVELOPMENT



## HAZOP STUDY ACTION AND RESPONSE SHEET

| | |
|---|---|
| ACTION ON: Process / Brasoil. | RESPOND BY: 31-07-97 |
| ACTION NO: 523 | MEETING DATES: 9th June 1997 - 11th July 1997. |
| DOCUMENT REF: 392, 394<br>TITLE: Closed Drains Drum, Drains Storage Vessels. | REVISION: 0 |
| ITEM:<br>Line 42. Closed drains system. | (Hazop Table 392.42) |
| CAUSE:<br>Draining any large process vessel. | (Flow More) |
| CONSEQUENCE:<br>Closed drains drum not large enough and surplus flow has to be decanted. | |
| SAFEGUARDS:<br>None | |
| ACTION:<br>Consider the following alternatives for surplus flow collection with a view to overall operability and topsides safety;<br>1. Bypass to FSO via atmospheric separator (minor carryover of water into FSO).<br>2. Flow to base oil tank in port aft leg of semi-sub (tanks are part of structural system and are rated for 1atm design pressure).<br>3.Install new closed drain drum large enough to accept the inventory of the largest single process vessel (but large inventories of HC fluids undesirable).<br>4. Flow to existing bulk storage tanks (beneath accomodation block and therefore considered unacceptable). | |
| RESPONSE:<br>SEE RESPONSE TO ACTION NO. 493. | DATED: 30/8/97. |
| ENTER YOUR RESPONSE IN THE BOX ABOVE, THEN SIGN AND RETURN TO:<br>Joe Rapanakis | SIGNED: J. F. Haworth. PC. JB |

| FURTHER ACTION | ON | DATE AND RESPONSE |
|---|---|---|
| | | |

ACTION FINALISED:

# ANEXO

# Nº 5

With ref. to your drwgs a.m. we point out that, according to IEC 61892-7 and M.O.D.U. code (see enclosures), the internal spaces of closed tanks are to be considered zone 0.
Moreover, note that zone 1 includes, in outdoor or semi-enclosed locations, the area within 1,5 m from boundaries of any openings to apparatus which is a part of the mud system (see 6.2.3.4 of MODU), while zone 2 is relevant to the areas 1,5 m beyond the zone 1areas specified in 6.2.3 of MODU Code and beyond the semi-enclosed locations specified in 6.2.3.2.

10

EXISTING EQUIPMENT
DESCRIPTION
AERATOR TOWER
AERATOR TOWER
TANKS (NOT USED)
A WATER LIFT PUMPS

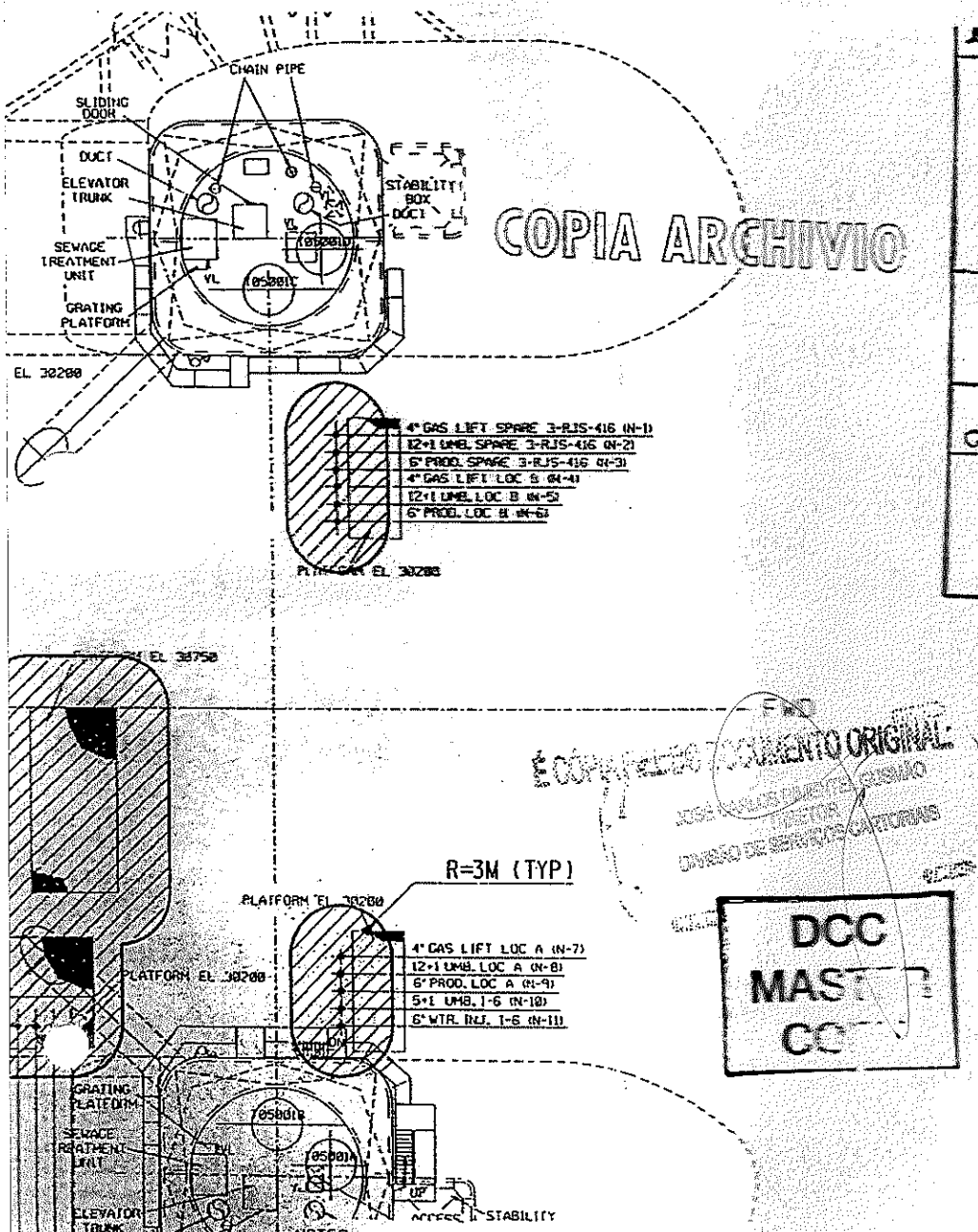
DIREZIONE GENERALE
HEAD OFFICE

APPROVATO
APPROVED
In conformità ai vigenti Regolamenti del RINA
In compliance with the RINA Rules in force
(Con eventuali correzioni in rosso)
(With remarks, if any)

N.7017711

Genova, - 3 AGO 1999

REGISTRO ITALIANO NAVALE






LEGEND

- CLASS 1., DIVISION 1.
- CLASS 1., DIVISION 2.
- UNCLASSIFIED (SEE NOTE 4)

NOTES

1. HAZARDOUS AREA CLASSIFICATION IN ACCORDANCE WITH THE AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE'S RECOMMENDED PRACTICE FOR ELECTRICAL INSTALLATIONS AT PETROLEUM FACILITIES, RP 500, 1st EDITION 1991.
2. EXTENT OF HAZARDOUS AREA CLASSIFICATION IS DEPENDENT ON FINAL EQUIPMENT CONFIGURATION. HAZARDOUS AREA MAY START FROM THE EDGE OF SKID OR PLATFORM WHERE APPLICABLE.
3. ALL DIMENSIONS INDICATED ARE IN METRES OR PART THEREOF.
4. HAZARDOUS AREA CLASSIFICATION SHOWN ON THIS DRAWING ARE FOR NEW AND UPGRADED AREAS ONLY. FOR ALL OTHER AREAS REFER TO EXISTING FACILITY AREA CLASSIFICATION DRAWINGS : G035-X-110 TO 114 INCLUSIVE.
5. ELECTRICAL EQUIPMENT IN HAZARDOUS AREAS TO BE CERTIFIED IN ACCORDANCE WITH RP 500 FOR GAS GROUP D AND TEMPERATURE CLASS T3 (EUROPEAN EQUIVALENT GAS GROUP IIA AND TEMPERATURE CLASS T3).
6. ABBREVIATIONS USED ON THESE AREA CLASSIFICATION DRAWINGS AS DEFINED IN API RP 500 L = HORIZONTAL HAZARD RADIUS, R = HAZARD RADIUS, D = VERTICAL HAZARD RADIUS.

| DRAWING NUMBER | DRAWING TITLE |
|---|---|
| 3010.38-1230-941-AMK-650 | HAZARDOUS AREA SCHEDULE |
| 3010.38-5400-947-AMK-121 | HAZ AREA TANK TOP |
| 3010.38-5400-947-AMK-122 | HAZ AREA MAIN DECK |
| 3010.38-5400-947-AMK-123 | HAZ AREA ABOVE MAIN DECK |
| 3010.38-5400-947-AMK-124 | HAZ AREA AFT ELEVATION |
| 3010.38-5400-947-AMK-125 | STARBOARD SIDE ELEVATION |

REFERENCE DRAWINGS

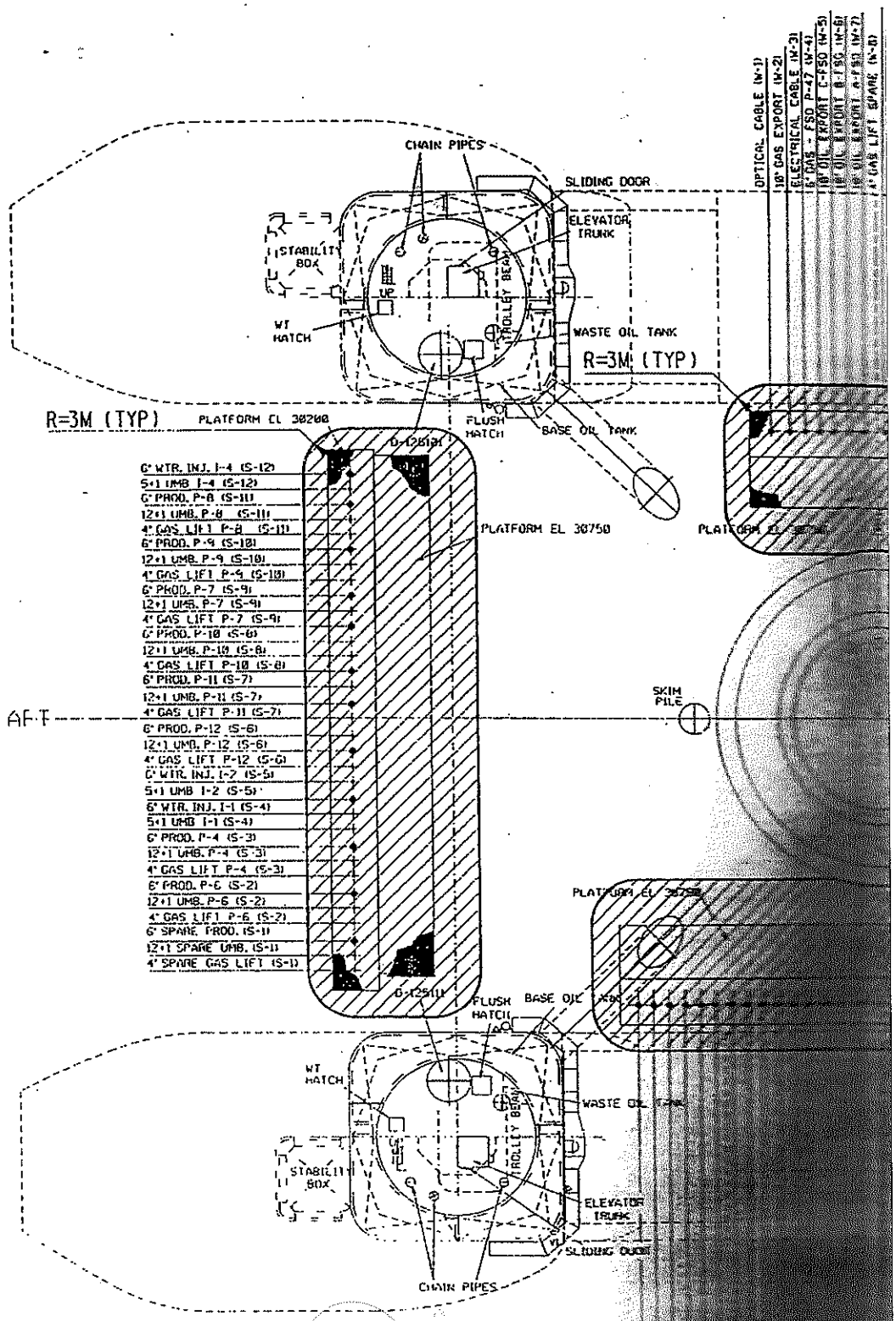
| REV | ISSUE DATE | DESCRIPTION OF REVISION | DRN BY | CHK BY | APPD BY | APPD CLIENT |
|---|---|---|---|---|---|---|
| B | [illegible] | RE-ISSUED FOR DESIGN | SJR | DP | [illegible] | |
| A | [illegible] | ISSUED FOR DESIGN | SJR | DP | JR | |
| 0 | [illegible] | PROJECT REV 1.D.C. | GH | DP | JR | |

BH ERASOIL — P36-RONCADOR FIELD DEVELOPMENT
CONTRACT : L0277

NOBLE DENTON — Petromec — AMEC

TITLE
UNIT P36, HAZARDOUS AREA CLASSIFICATION COLUMNS & RISER PLATFORM EL28956-EL31955 A.B.L.

DRAWN/DATE: GH
CHECKED/DATE: DP 22-08-97
APPROVED/DATE: JR 16-09-97
SCALE: 1:200

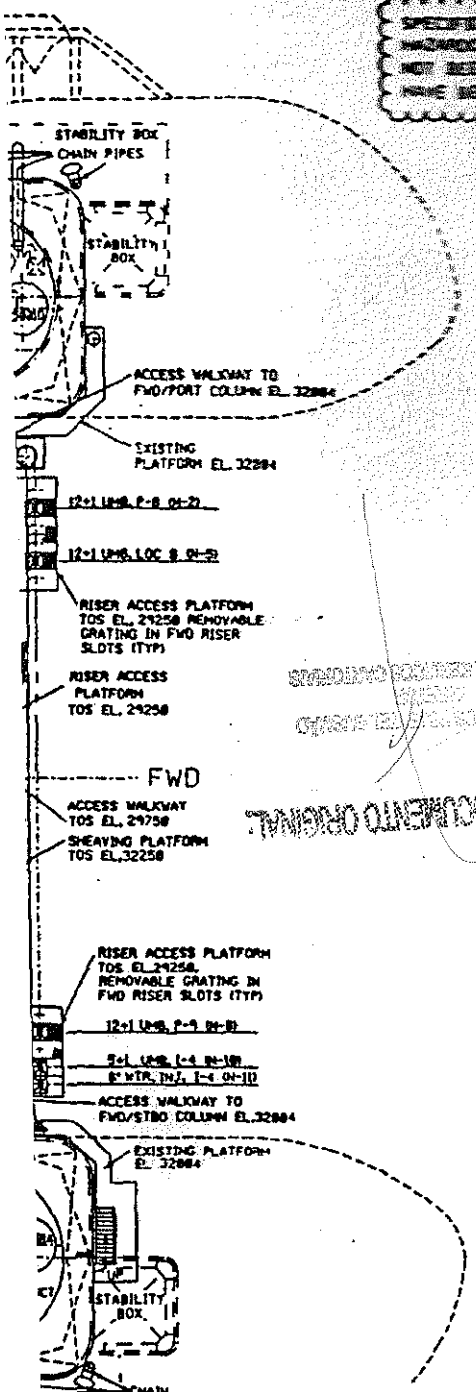





THIS DRAWING IS TO BE USED FOR STATED PURPOSE ONLY. REFER TO PLOT PLAN LATEST PLY FOR PLANT LAYOUT

# ANEXO

# Nº 6




NOTES

1. HAZARDOUS AREA CLASSIFICATION IN ACCORDANCE WITH THE AMERICAN PETROLEUM INSTITUTES RECOMMENDED PRACTICE FOR ELECTRICAL INSTALLATIONS AT PETROLEUM FACILITIES, RP 500, 1st EDITION 1991.
2. EXTENT OF HAZARDOUS AREA CLASSIFICATION IS DEPENDENT ON FINAL EQUIPMENT CONFIGURATION. HAZARDOUS AREA RADII START FROM THE EDGE OF SKID, OR PLATFORM WHERE APPLICABLE.
3. ALL DIMENSIONS INDICATED ARE IN METRES OR PART THEREOF.
4. THIS DRAWING SUPERSEDES FINCANTIERI DRAWING No. C60700030.
5. ELECTRICAL EQUIPMENT IN HAZARDOUS AREAS TO BE CERTIFIED IN ACCORDANCE WITH RP 500 FOR GAS GROUP D AND TEMPERATURE CLASS T3 (EUROPEAN EQUIVALENT GAS GROUP IIA AND TEMPERATURE CLASS T3).
6. ABBREVIATIONS USED ON THESE AREA CLASSIFICATION DRAWINGS AS DEFINED IN API RP 500 L = HORIZONTAL HAZARD RADIUS. R = HAZARD RADIUS. D = VERTICAL HAZARD RADIUS.

LEGEND

- CLASS 1.. DIVISION 1.
- CLASS 1.. DIVISION 2.
- UNCLASSIFIED (SEE NOTE 4)

| DRAWING NUMBER | DRAWING TITLE |
|---|---|
| 3010.38-1200-941-AME-050 | AREA CLASSIFICATION SCHEMATIC |
| 3010.38-5400-947-AME-121 | AREA CLASSIFICATION [illegible] |
| 3010.38-5400-947-AME-122 | AREA CLASSIFICATION MAIN DECK |
| 3010.38-5400-947-AME-123 | AREA CLASSIFICATION MIDDLE DECK |
| 3010.38-5400-947-AME-124 | AREA CLASSIFICATION AFT ELEVATION |
| 3010.38-5400-947-AME-125 | AREA CLASSIFICATION STBD. SIDE ELEVATION |
| 3010.38-5400-947-AME-126 | AREA CLASSIFICATION SECOND DECK |

REFERENCE DRAWINGS

| REV | ISSUE DATE | DESCRIPTION OF REVISION | DRN BY | CHK BY | APPD BY | APPD CLIENT |
|---|---|---|---|---|---|---|
| C | [illegible] | ISSUED AFC | PK | [illegible] | [illegible] | |
| B | 31.08.97 | RE-ISSUED FOR DESIGN | SAB | [illegible] | [illegible] | |
| A | 16.08.97 | ISSUED FOR DESIGN | SAB | [illegible] | [illegible] | |
| 0 | 12.08.97 | PROJECT REV 1.0.C. | SA | [illegible] | [illegible] | |

BR BRAMOOK

P36-RONCADOR FIELD DEVELOPMENT
CONTRACT : L0277

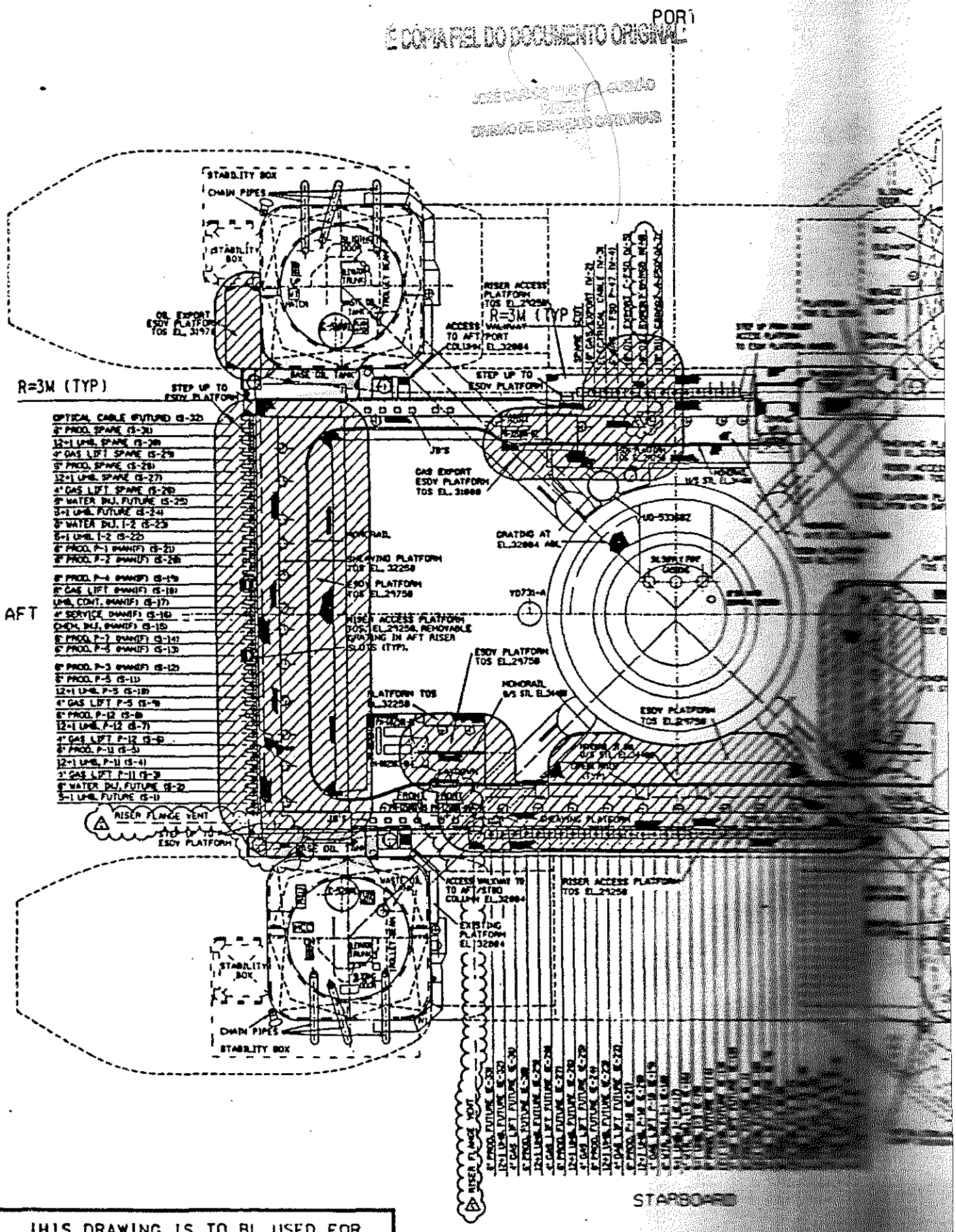
NOBLE DENTON | Petromec | AMEC

TITLE

UNIT P36, HAZARDOUS AREA CLASSIFICATION COLUMNS & RISER PLATFORM EL28956-EL31955 A.B.L.

DRAWN BY: CH
DATE: 22-08-97
APPROVED BY: JR
DATE: 26-09-97
SCALE: 1:200

DRAWING NUMBER: DE-3010.38-5400-947-AME-120 REV: C




THIS DRAWING IS TO BE USED FOR

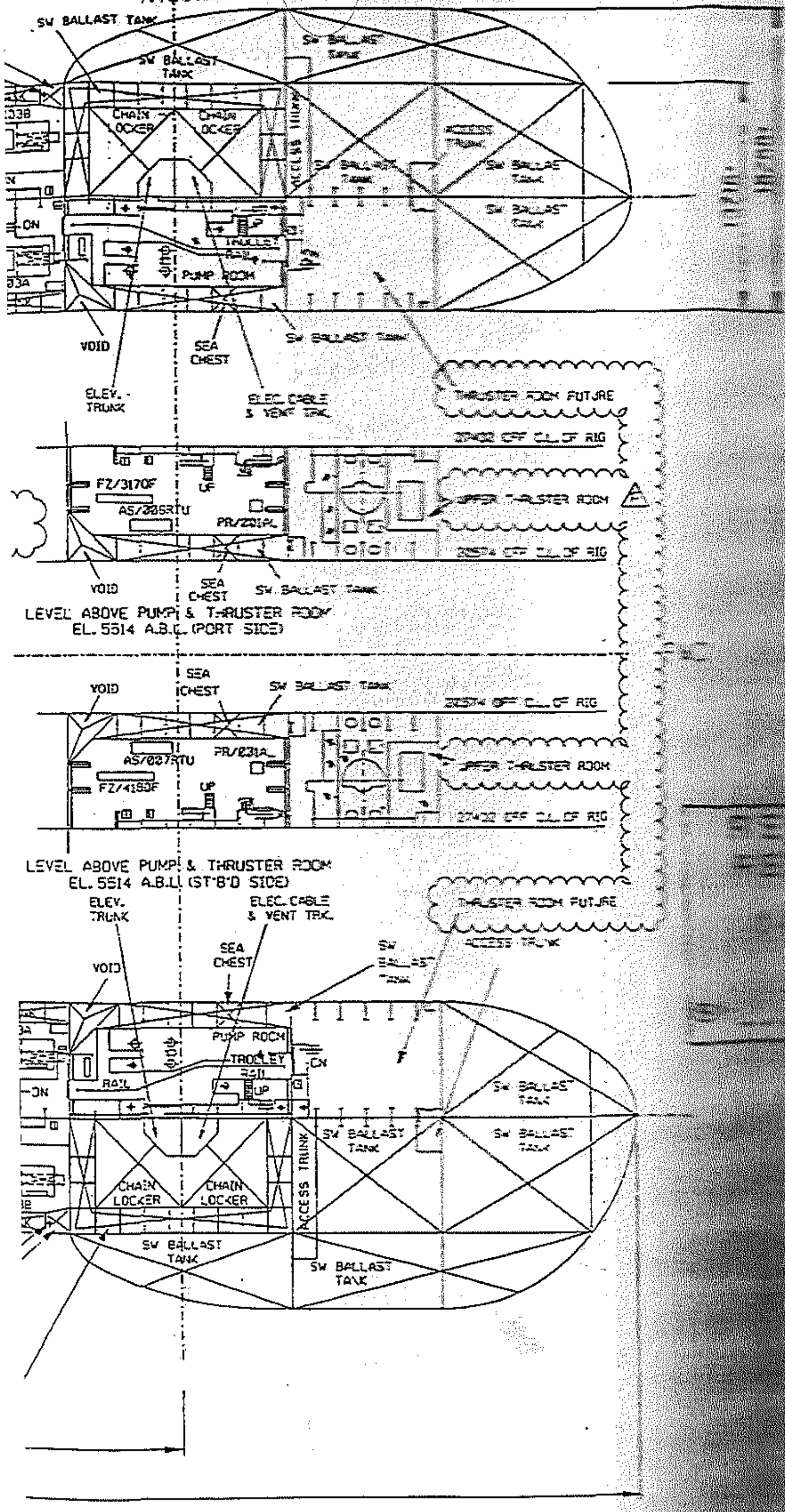
# ANEXO

# Nº 7

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS [illegible]
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS [illegible]

TRIBUNAL MARÍTIMO
Nº 3743



NOTES

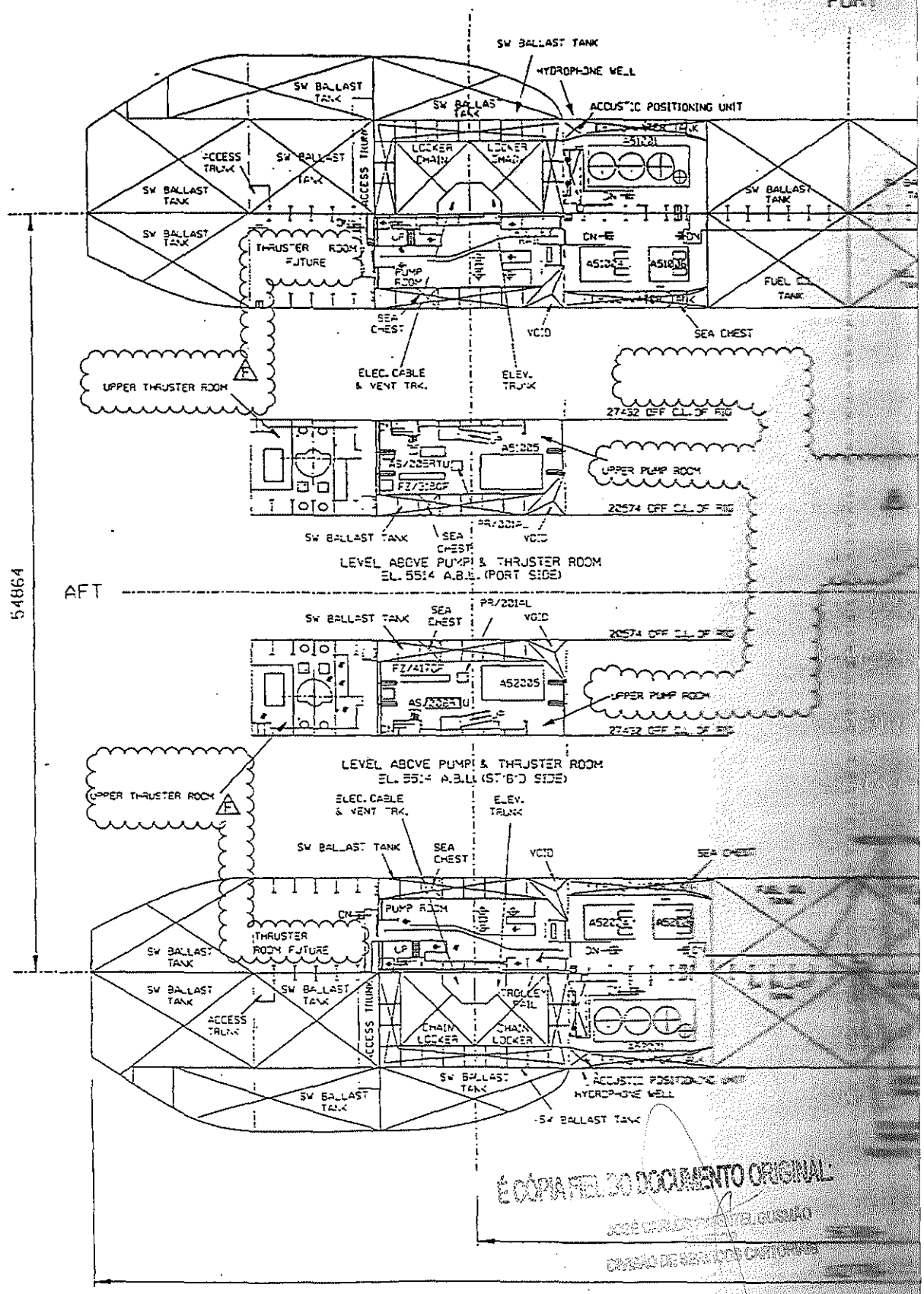
1. • DENOTES MOULDED DIMENSION

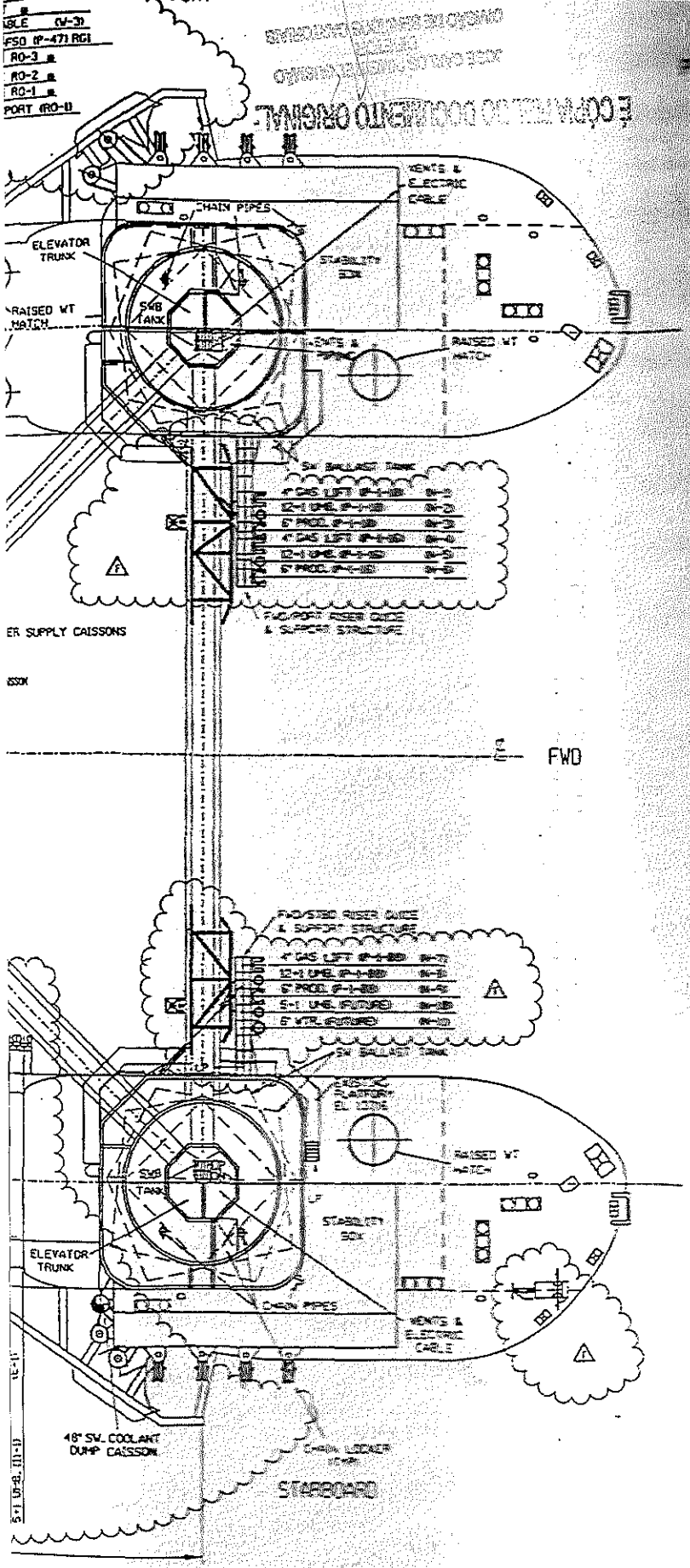
## LIST OF EXISTING EQUIPMENT

| EQUIP No. | DESCRIPTION |
|---|---|
| [illegible] | SEAWATER FILTRATION |
| | PACKAGE (PORT) |
| [illegible] | WATER INJ. PUMPS PACKAGE |
| | (PORT) (UPGRADED) |
| [illegible] | WATER INJ. PUMPS PACKAGE |
| | (PORT) (UPGRADED) |
| [illegible] | WATER INJ. BOOSTER PUMPS |
| | SKID (UPGRADED) |
| [illegible] | DEAERATOR VACUUM PACKAGE |
| | (PORT) (UPGRADED) |
| [illegible] | SEAWATER FEED PUMPS SKID |
| | (PORT) |
| [illegible] | SEAWATER FILTRATION PACKAG |
| | (STARBOARD) (UPGRADED) |
| [illegible] | WATER INJ. PUMPS PACKAGE |
| | (STARBOARD) (UPGRADED) |
| [illegible] | WATER INJ. PUMPS PACKAGE |
| | (STARBOARD) (UPGRADED) |
| [illegible] | WATER INJ. BOOSTER PUMPS |
| | SKID (STARBOARD) (UPGRADED) |
| [illegible] | DEAERATOR VACUUM PACKAGE |
| | (STARBOARD) (UPGRADED) |
| [illegible] | SEAWATER FEED PUMPS SKID |
| | [illegible] |
| [illegible] | REMOTE TERMINAL UNIT |
| [illegible] | REMOTE TERMINAL UNIT |
| [illegible] | REMOTE TERMINAL UNIT |
| [illegible] | REMOTE TERMINAL UNIT |
| [illegible] | [illegible] FORE PUMP ROOM MCC |
| [illegible] | [illegible] PUMP ROOM MCC |
| [illegible] | [illegible] FORE PUMP ROOM MCC |
| [illegible] | [illegible] AFT PUMP ROOM MCC |
| [illegible] | CATHODIC PROTECTION POWER |
| | |
| | |
| | |
| | |

[illegible] TO BE INCORPORATED

AMEC






RECEIVED
PETROMEC
14 SEP. 1999
BY: pe

| DRAWING NUMBER | DRAWING TITLE |
|---|---|
| DE-3010.38-1200-200-AMK-008 | PLOT PLAN-COLUMNS/RISER PLATFORMS |
| DE-3010.38-1200-200-AMK-012 | PLOT PLAN-LOWER HULL/COLUMNS |

REFERENCE DRAWINGS

| REV | ISSUE DATE | DESCRIPTION OF REVISION | DRN BY | CHK BY | APPD BY | APPD CLIENT |
|---|---|---|---|---|---|---|
| F | 14/9/99 | GENERALLY REVISED | NB | | | |
| E | 12/8/98 | REVISED AFC | LK | PMS | PS | |
| D | 15/12/97 | GENERALLY REVISED AFC | LK | PS | LK | |
| C | 15/12/97 | APPROVED FOR CONSTRUCTION | W.S. | AJH | LK | |
| B | 12/08/97 | APPROVED FOR DESIGN | NB | NJB | LK | |
| A | 08/08/97 | RE-ISSUED I.D.C. | NB | | | |
| 0 | 04/08/97 | PROJECT REV I.D.C. | GH | | | |

BRASOIL — P36-RONCADOR FIELD DEVELOPMENT
CONTRACT : L0277

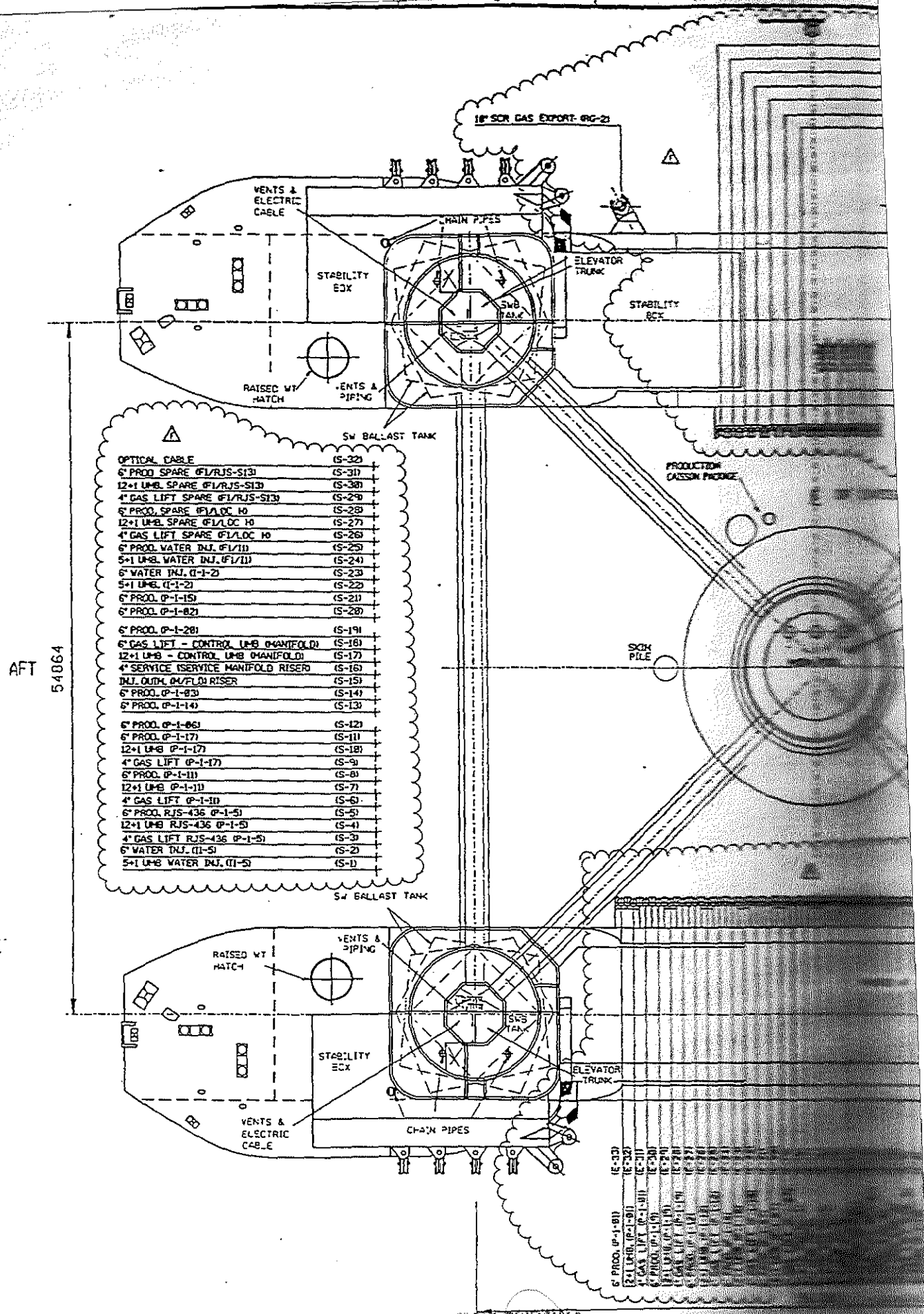
NOBLE DENTON | Petromec | AMEC

TITLE

UNIT P36 PLOT PLAN
COLUMNS
EL9144-EL21335 A.B.L.

DRAWN/DATE: N.J.B.
CHECKED/DATE: N.J.B. 11/08/97
APPROVED/DATE: L.K. 12/08/97
SCALE: 1:200

DRAWING NUMBER: DE-3010.38-1200-200-AMK-011 REV: F

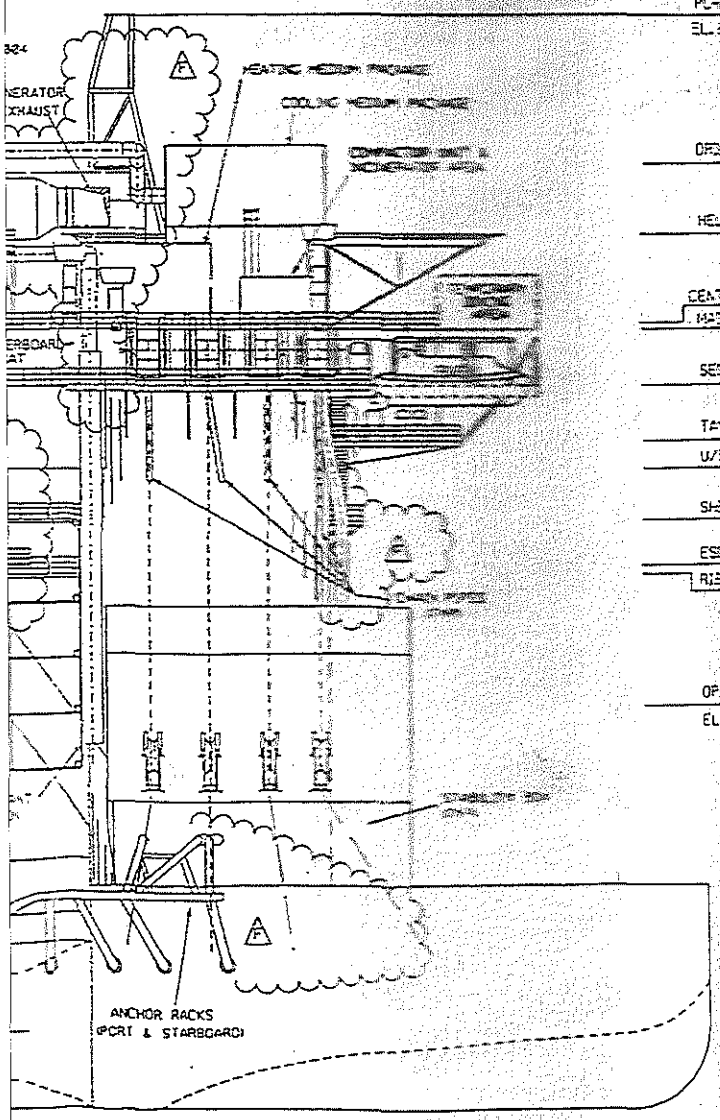


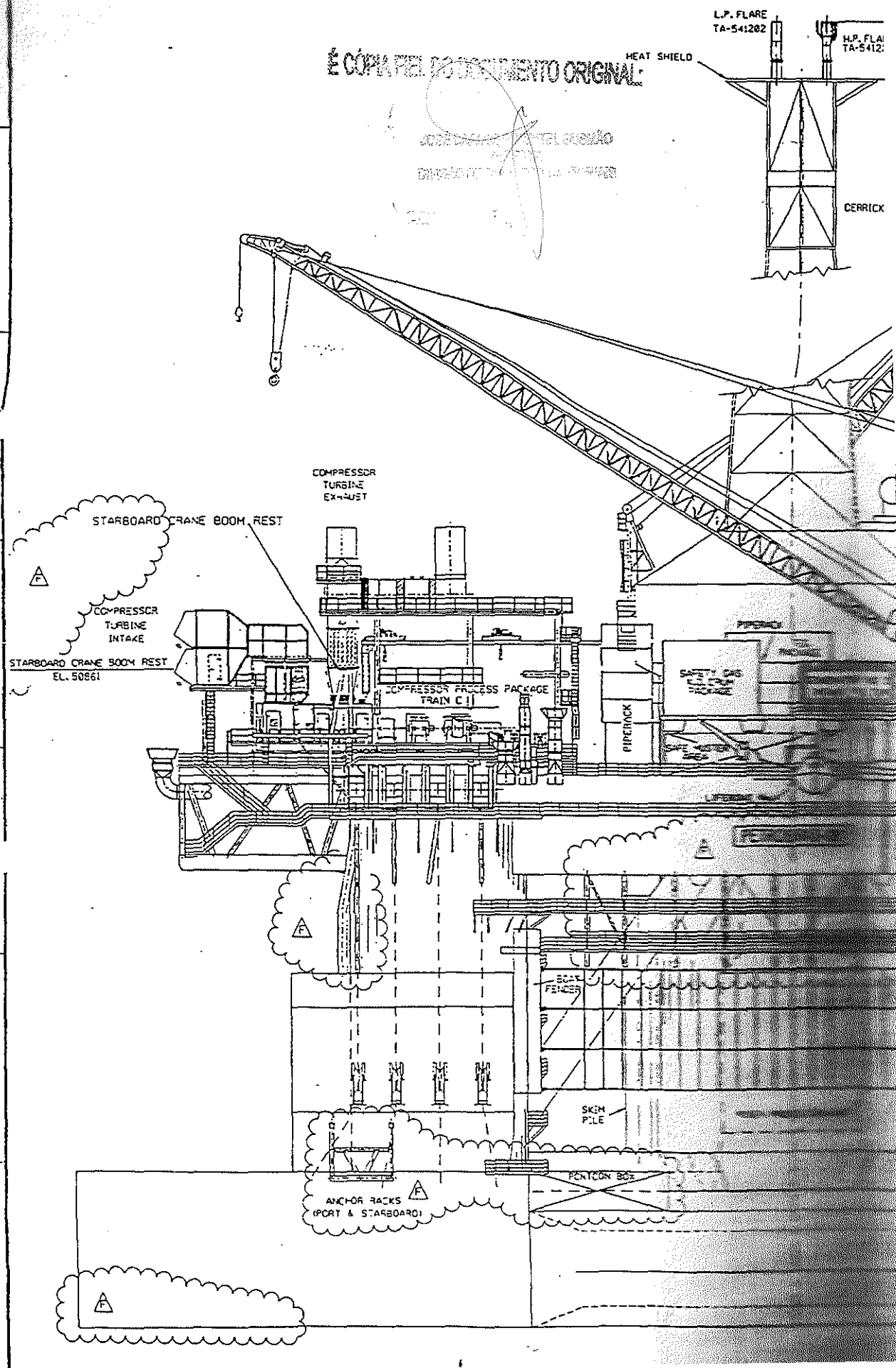
OF FLARE

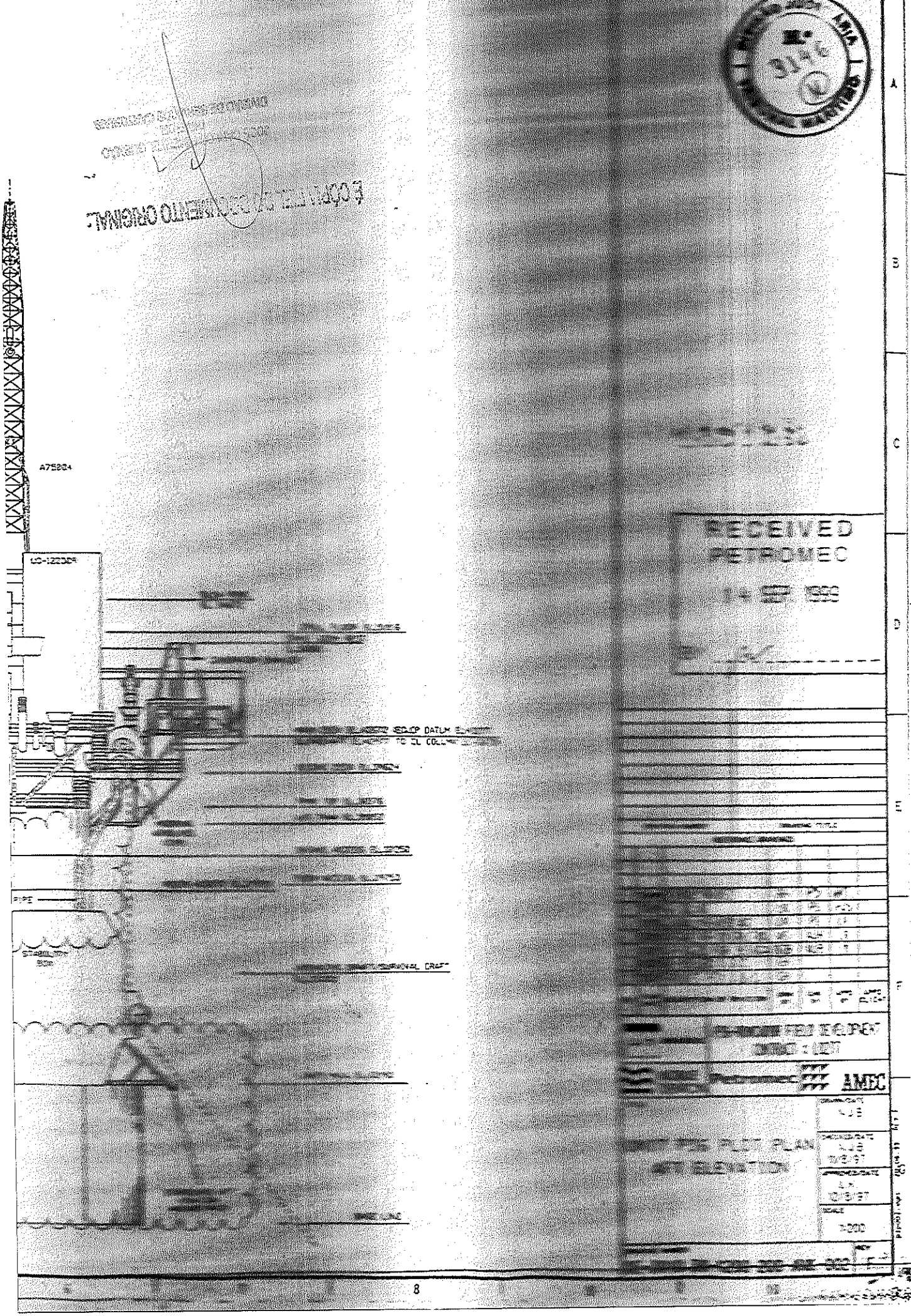
OF HEAT SHIELD

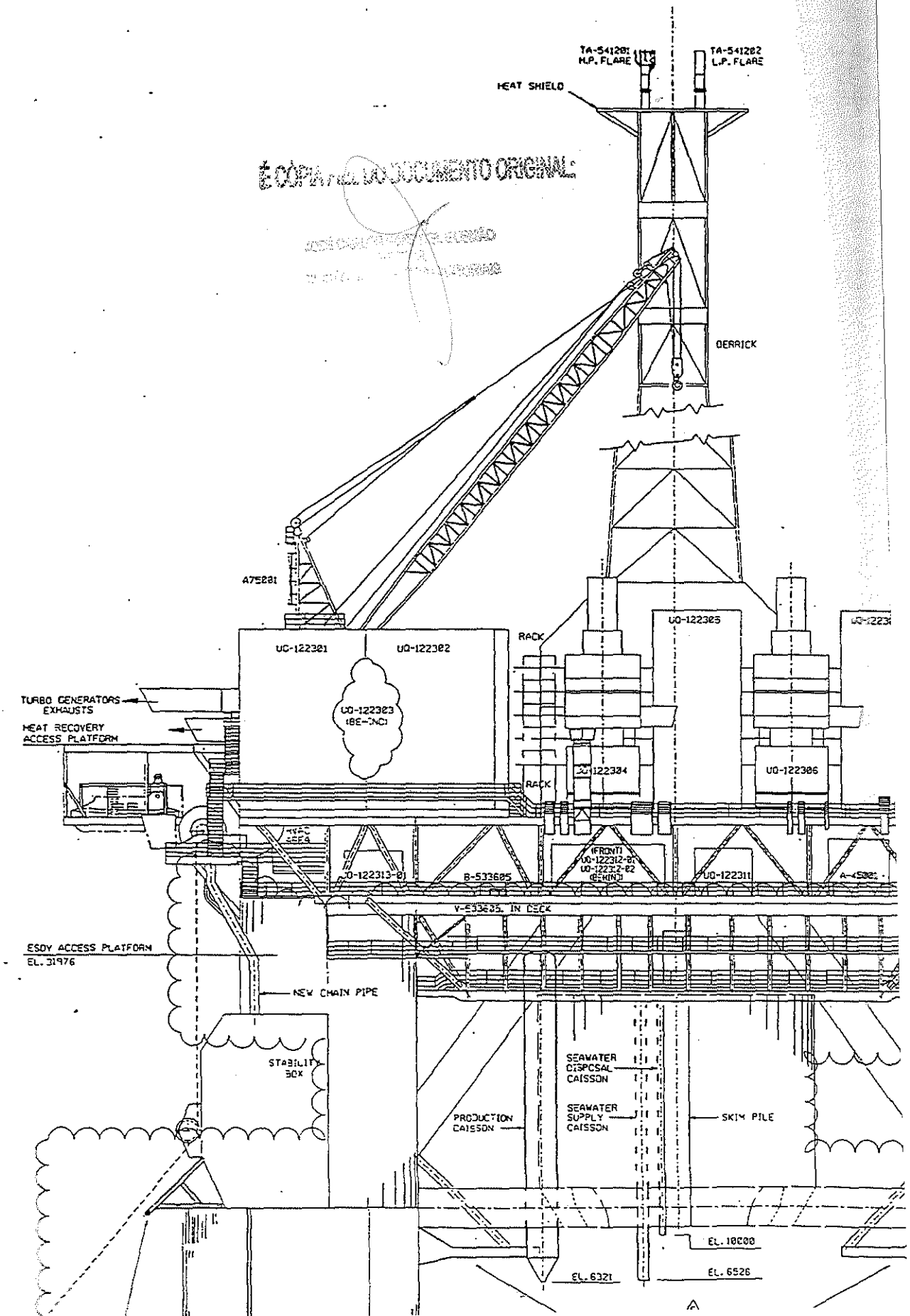
A75031

COOLING MEDIUM
RACKS PACKAGE

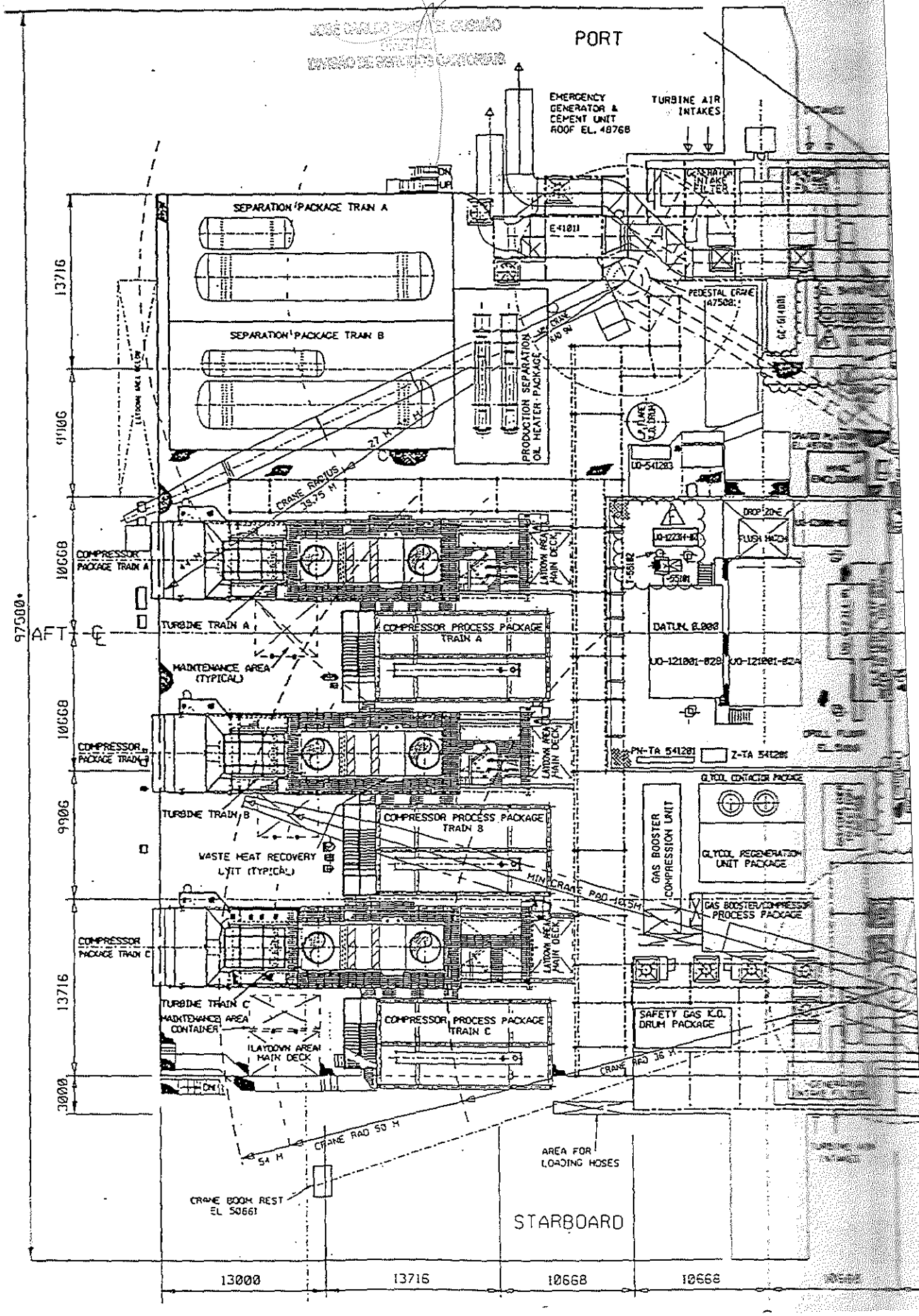


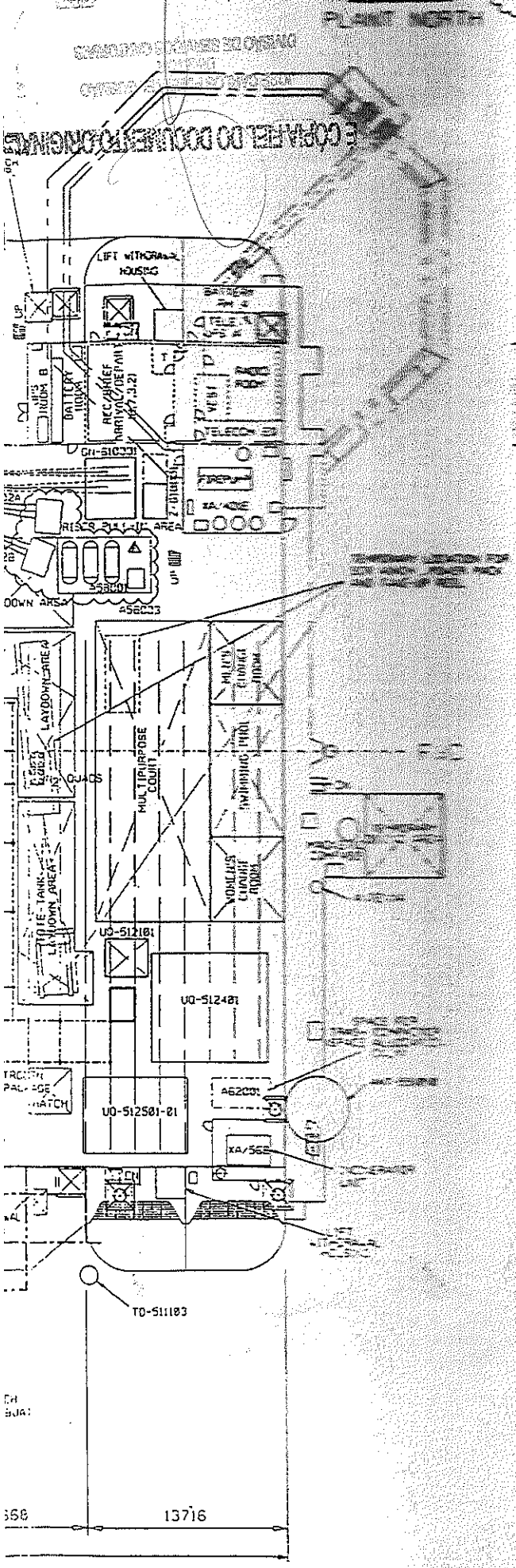


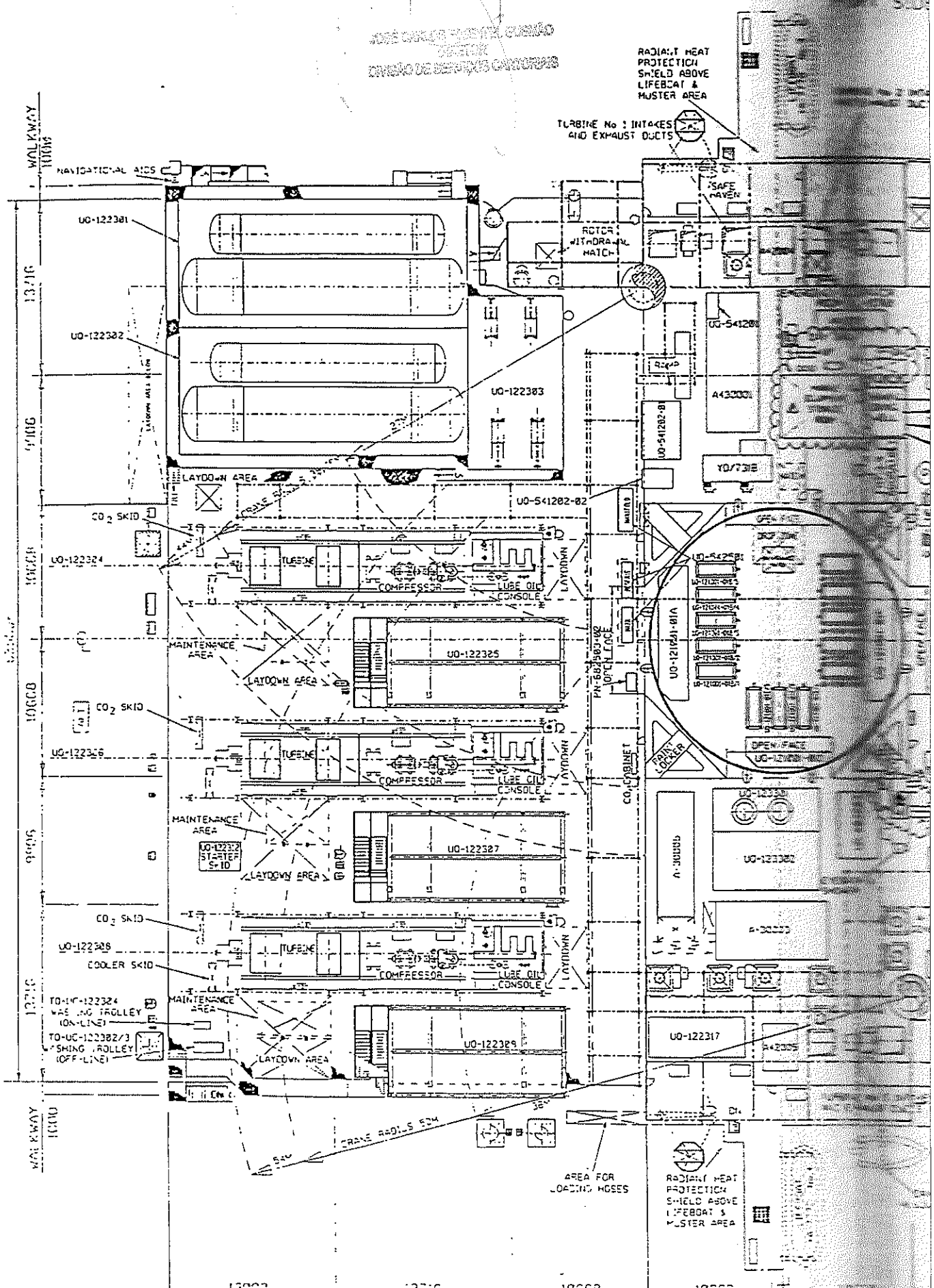

A75204
RECEIVED
PETROMEC
AMEC
PLOT PLAN
ELEVATION
PIPE
1:200

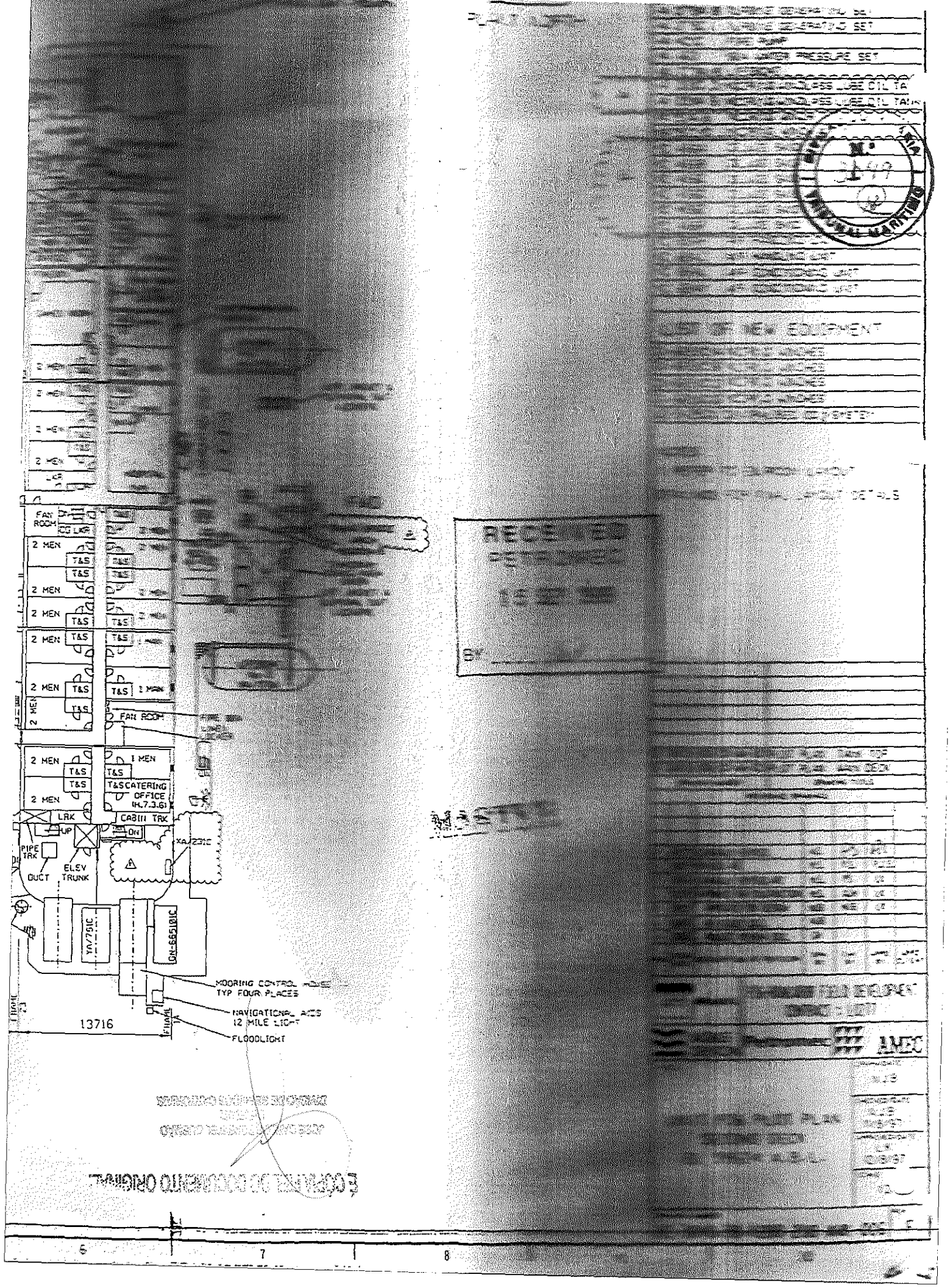


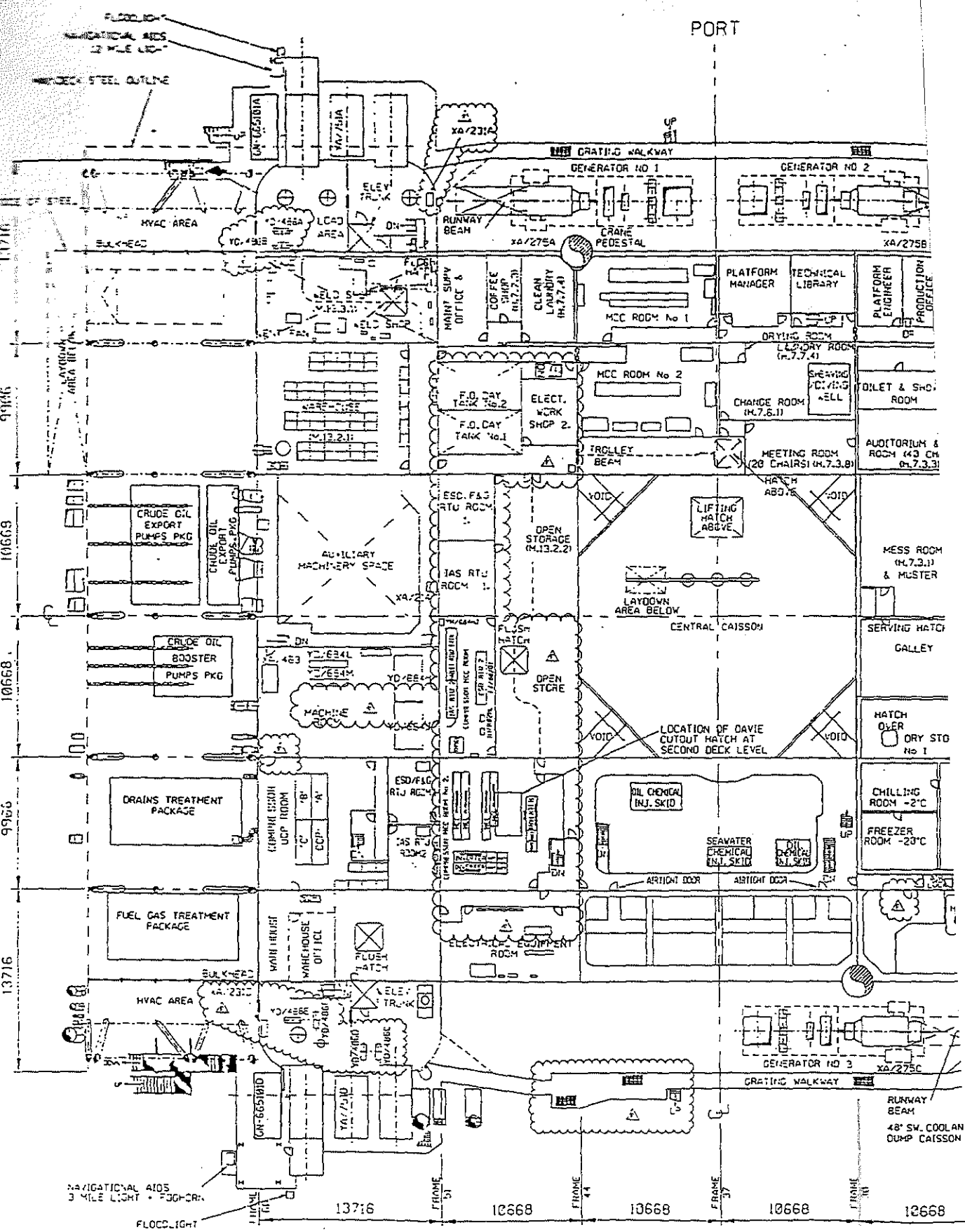
PLAN DETAIL ON HEATING & PROCESS
PLAN AT FLARE
DATUM 0.000
CRANE SOON REST
HELIPOSE COST
HEATING MEDIUM PACKAGE
PROCESS COOLING MEDIUM PACKAGE
EMERGENCY LOCKER LOCKER
ERG
ARTICULATED LOADING ARM
HELIDECK
EL 47.0
DECK
INDICATED
ARTIC
DRAFT ESE PLOT PLAN
MAIN DECK
ELEVATION & ABOVE
12/5/97
1:200
SCALE
DRAWING : 1077
REFERENCE FOR REDRAWING
COPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL




PLANT NORTH
LIFT WITHDRAWAL HOUSING
BATTERY ROOM
RECEIVER (WATVOC/DEPAN)
GN-510301
LAYDOWN AREA
AS6033
MULTI-PURPOSE COURT
WOMEN'S CLOTHE ROOM
UO-512101
UO-512401
UO-512501-01
AS2001
XA/SGE
TO-511103
13716

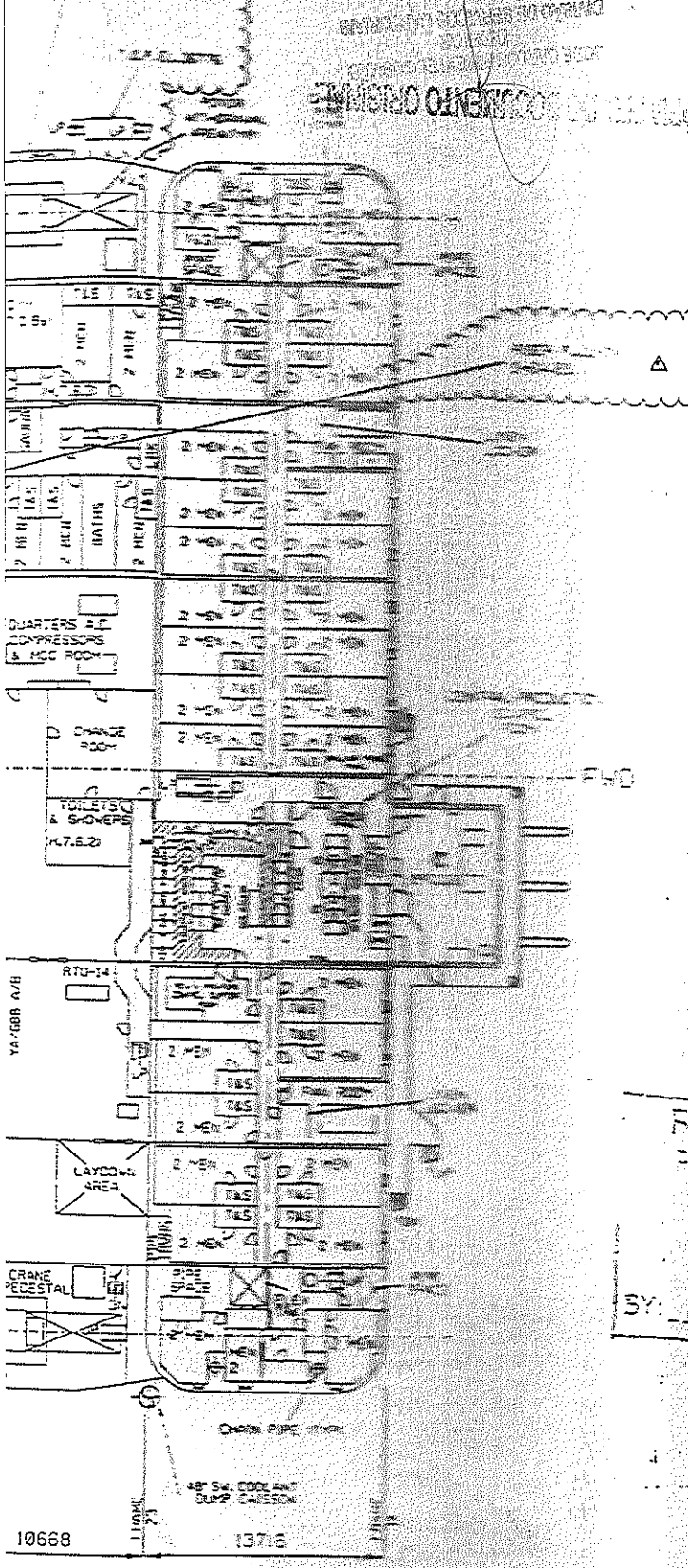



FAN ROOM
2 MEN
T&S
2 MEN
2 MEN
T&S
T&S
2 MEN
T&S
T&S
2 MEN
T&S
T&S
2 MEN
T&S
T&S
FAN ROOM
2 MEN
T&S
T&S
1 MEN
T&S
T&S
T&S CATERING OFFICE (H.7.3.6)
2 MEN
LRK
CABIN TRK
UP
DN
PIPE TRK
DUCT
ELEV TRUNK
XA/231C
YA/751C
ON-665101C
MOORING CONTROL TYP FOUR PLACES
NAVIGATIONAL AIDS 12 MILE LIGHT
FLOODLIGHT
13716
6
7
8




PLAN ON SECOND DECK

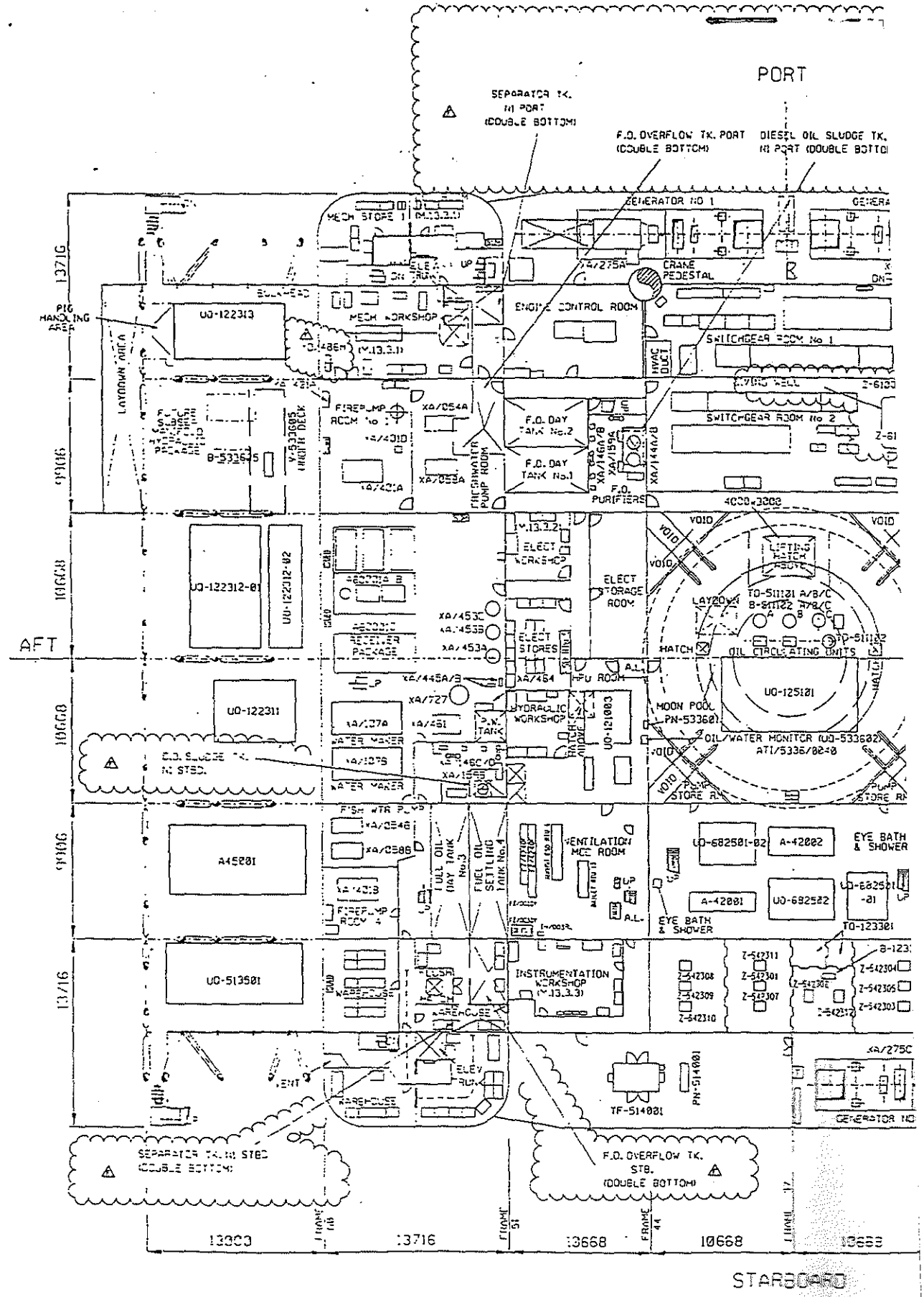
EL. 39624



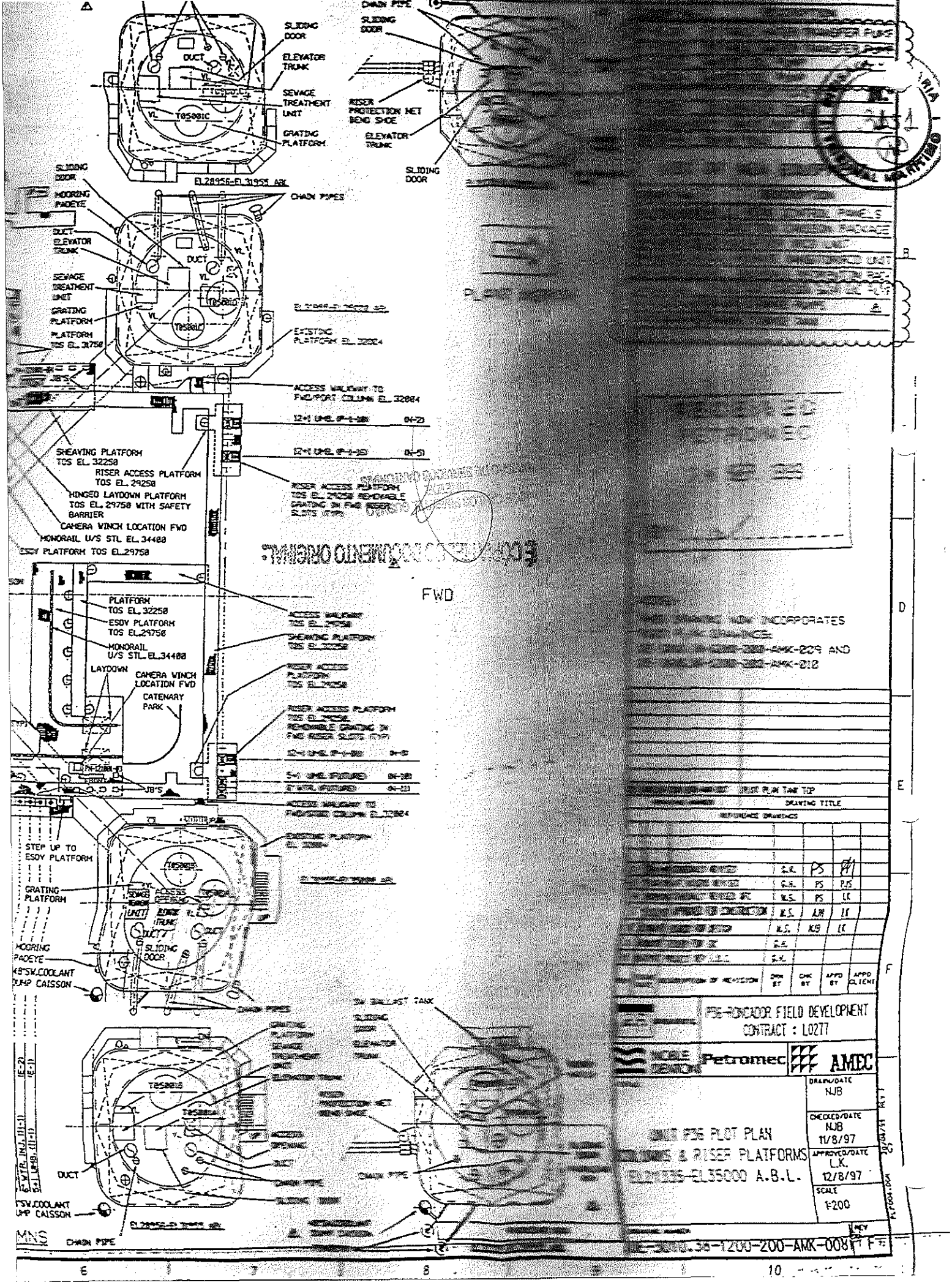

NOTES

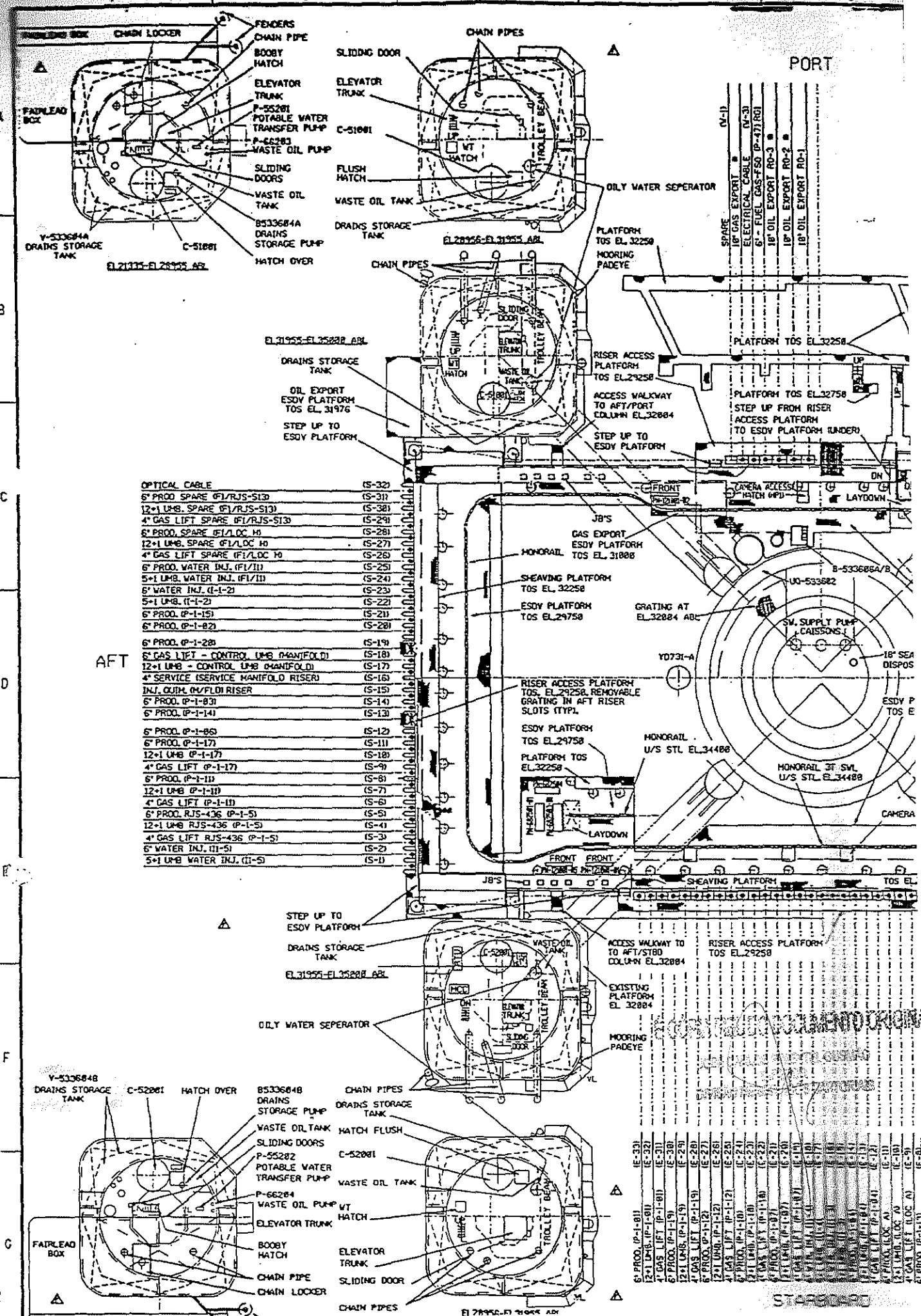
1. REFER TO E&I ROOM LAYOUT DRAWINGS FOR FINAL LAYOUT DETAILS.

AMEC




PLAN ON TANK TOP


SLIDING DOOR
ELEVATOR TRUNK
SEWAGE TREATMENT UNIT
GRATING PLATFORM
DUCT
T85001C
EL28956-EL31955 ABL
CHAIN PIPE
RISER PROTECTION NET BENG SHOE
MOORING PADEYE
CHAIN PIPES
PLATFORM TOS EL 31750
EXISTING PLATFORM EL 32024
ACCESS WALKWAY TO FWD/PORT COLUMN EL 32024
SHEAVING PLATFORM TOS EL 32250
RISER ACCESS PLATFORM TOS EL 29250
HINGED LAYDOWN PLATFORM TOS EL 29750 WITH SAFETY BARRIER
CAMERA WINCH LOCATION FWD
MONORAIL U/S STL EL 34400
ESDV PLATFORM TOS EL 29750
FWD
PLATFORM TOS EL 32250
ESDV PLATFORM TOS EL 29750
MONORAIL U/S STL EL 34400
LAYDOWN
CAMERA WINCH LOCATION FWD
CATENARY PARK
STEP UP TO ESDV PLATFORM
GRATING PLATFORM
MOORING PADEYE
SW COOLANT PUMP CAISSON
DUCT
CHAIN PIPE
SW BALLAST TANK
PS-POCADOR FIELD DEVELOPMENT
CONTRACT : L0277
Petromec
AMEC
DRAWN/DATE NJB
CHECKED/DATE NJB 11/8/97
APPROVED/DATE L.K. 12/8/97
SCALE 1:200
PLOT PLAN
COLUMNS & RISER PLATFORMS
EL31135-EL35000 A.B.L.
35-1200-200-AMK-0081
DRAWING TITLE
DRAWING NOW INCORPORATES
AMK-209 AND
AMK-210
PLOT PLAN TANK TOP
MAINTENANCE DRAWINGS
DWN BY
CHK BY
APPD BY
APPD CLIENT
DESCRIPTION OF REVISION
6
7
8
9
10


PORT
AFT
STARBOARD
FAIRLEAD BOX
CHAIN LOCKER
FENDERS
CHAIN PIPE
BOOBY HATCH
ELEVATOR TRUNK
P-55281 POTABLE WATER TRANSFER PUMP
P-66283 WASTE OIL PUMP
SLIDING DOORS
WASTE OIL TANK
B5336684A DRAINS STORAGE PUMP
HATCH OVER
V-5336684A DRAINS STORAGE TANK
C-51081
EL21335-EL28955 ABL
CHAIN PIPES
SLIDING DOOR
FLUSH HATCH
OILY WATER SEPERATOR
DRAINS STORAGE TANK
EL28956-EL31955 ABL
PLATFORM TOS EL 32250
MOORING PADEYE
EL31955-EL35888 ABL
RISER ACCESS PLATFORM TOS EL29250
ACCESS WALKWAY TO AFT/PORT COLUMN EL32084
OIL EXPORT ESDV PLATFORM TOS EL. 31976
STEP UP TO ESDV PLATFORM
PLATFORM TOS EL32250
STEP UP FROM RISER ACCESS PLATFORM TO ESDV PLATFORM (UNDER)
OPTICAL CABLE (S-32)
6" PROD SPARE (F1/RJS-S13) (S-31)
12+1 UMB. SPARE (F1/RJS-S13) (S-30)
4" GAS LIFT SPARE (F1/RJS-S13) (S-29)
6" PROD. SPARE (F1/LOC H) (S-28)
12+1 UMB. SPARE (F1/LOC H) (S-27)
4" GAS LIFT SPARE (F1/LOC H) (S-26)
6" PROD. WATER INJ. (F1/I1) (S-25)
5+1 UMB. WATER INJ. (F1/I1) (S-24)
6" WATER INJ. (I-1-2) (S-23)
5+1 UMB. (I-1-2) (S-22)
6" PROD. (P-1-15) (S-21)
6" PROD. (P-1-02) (S-20)
6" PROD. (P-1-20) (S-19)
6" GAS LIFT - CONTROL UMB (MANIFOLD) (S-18)
12+1 UMB - CONTROL UMB (MANIFOLD) (S-17)
4" SERVICE (SERVICE MANIFOLD RISER) (S-16)
INJ. QUIM. (M/FLD) RISER (S-15)
6" PROD. (P-1-03) (S-14)
6" PROD. (P-1-14) (S-13)
6" PROD. (P-1-06) (S-12)
6" PROD. (P-1-17) (S-11)
12+1 UMB (P-1-17) (S-10)
4" GAS LIFT (P-1-17) (S-9)
6" PROD. (P-1-11) (S-8)
12+1 UMB (P-1-11) (S-7)
4" GAS LIFT (P-1-11) (S-6)
6" PROD. RJS-436 (P-1-5) (S-5)
12+1 UMB RJS-436 (P-1-5) (S-4)
4" GAS LIFT RJS-436 (P-1-5) (S-3)
6" WATER INJ. (I1-5) (S-2)
5+1 UMB WATER INJ. (I1-5) (S-1)
JB'S
GAS EXPORT ESDV PLATFORM TOS EL. 31800
MONORAIL
SHEAVING PLATFORM TOS EL. 32250
ESDV PLATFORM TOS EL29750
GRATING AT EL32084 ABL
SV. SUPPLY PUMP CAISSONS
RISER ACCESS PLATFORM TOS. EL29250. REMOVABLE GRATING IN AFT RISER SLOTS (TYP).
ESDV PLATFORM TOS EL29750
PLATFORM TOS EL32250
MONORAIL U/S STL EL34400
MONORAIL 3T SWL U/S STL EL34400
LAYDOWN
CAMERA
SHEAVING PLATFORM
ACCESS WALKWAY TO TO AFT/STBD COLUMN EL32084
RISER ACCESS PLATFORM TOS EL29250
EXISTING PLATFORM EL 32084
OILY WATER SEPERATOR
MOORING PADEYE
V-5336684B DRAINS STORAGE TANK
C-52081
HATCH OVER
B5336684B DRAINS STORAGE PUMP
WASTE OIL TANK
SLIDING DOORS
P-55282 POTABLE WATER TRANSFER PUMP
P-66284 WASTE OIL PUMP
ELEVATOR TRUNK
BOOBY HATCH
CHAIN PIPE
CHAIN LOCKER
FAIRLEAD BOX
CHAIN PIPES
DRAINS STORAGE TANK
HATCH FLUSH
C-52081
WASTE OIL TANK
VT HATCH
ELEVATOR TRUNK
SLIDING DOOR
CHAIN PIPES
EL28956-EL31955 ABL

# ANEXO

# Nº 8

AMEC Process and Energy

NOBLE DENTON

| Document No.: | Contract No.: | Issue: Rev O |
|---|---|---|
| ET-3010.38-5336-941-AMK-906 | L0277 | |

# P36 - RONCADOR FIELD DEVELOPMENT

Document Title:

**DESIGN PHILOSOPHY**

**DRAINS SYSTEM**

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| O | IDC | PC | 26/6/97 | | | | | | |
| Issue Rev | Issue or revision description | Orig. By | Date | Ch'kd By | Date | App'd By | Date | App'd By | Date |
| | | | | | | | | PETROMEC | |

INDEX



APPENDICES:

## 1. SUMMARY


Process drainage on the Spirit of Columbus will be provided by three separate systems, which will be designed to provide segregation of hazardous and non-hazardous materials.

The closed drains system will receive drainage from pressurised process systems both during normal operation and during maintenance. Recovered liquids will be collected in a closed drains drum from where they will be pumped to the separation trains, upstream of the production heaters. Flashed vapour will be sent to the low pressure flare system.

The hazardous open drains system will collect maintenance drainage from hydrocarbon systems and from non-hydrocarbon systems in hazardous areas. Recovered liquids will be collected in a hazardous open drains drum from where they will be pumped to the closed drains system. The system will be vented to the atmospheric vent system.

The non-hazardous open drains system will route aqueous drainage to a closed production caisson from where it will pass overboard. The caisson also receives water leaving the produced water degasser. Any residual hydrocarbon will be separated in the caisson and pumped to the hazardous open drains system. The system will be vented to the atmospheric vent system.


## 2. CLOSED DRAINS

The closed drains have two functions:

- to collect process condensate flows during normal operation;
- to provide collection of liquids during maintenance.

During normal operation, condensate which is mainly water or which is at too low a pressure for recycling to other parts of the process, will flow to the closed drains header. See reference 1 for further details. Entries to the closed drains header will be as follows:

- Condensate from the Booster Compressor Suction KO Drum;
- Condensate from the Safety Gas KO Drum;
- Condensate from the Glycol Contactors;
- Rejected oil from the Production Separator, Test Separator and Dehydrator Hydrocyclones.
- Rejected oil from the Produced Water Degasser.



Further details including predicted flowrates are given in Appendix B

The existing Closed Drains Drum (V-45002) will be re-used (re-numbered as V-533603). Its purpose will be to collect process drainage and maintenance drainage from small process equipment. The original vendor will be required to confirm that the vessel has adequate capacity for the duties specified and advise if modifications are required.

New closed drains pumps (B-533603A/B, 2 x 100%) will be installed to provide adequate head to pump recovered liquid to the inlet of the production heaters under level control.

Maintenance drainage of large process equipment, e.g. production separators, dehydrators and atmospheric separators, will require greater capacity than that available from the closed drains drum alone. This will be provided by re-utilising two bulk storage tanks (T-05001C/D, re-numbered as V-533604A/B) as drains storage vessels. The tanks are located in the forward/port column.

The use of the existing base oil tank located in the port/aft column is also being considered for maintenance drainage.

See appendix B for details of the capacities available for maintenance drainage.

New drains storage vessel transfer pumps (B-533604A/B, 2 x 100%) will be installed to transfer the contents of the vessels to the inlet of the production heaters. These pumps will be sized to empty the vessels in approximately 4 hours.

Re-use of the bulk storage tanks requires further investigation to:

- confirm mechanical suitability of the tanks for the service proposed.
- identify potential corrosion issues arising from the presence of small quantities of produced water (salt content <70,000 ppm) in the stored crude. This water will tend to settle out at the bottom of the tanks.
- identify the impact of the introduction of hydrocarbons into a previously non-hazardous area.
- quantify the impact which filling the tanks may have on the vessel's centre of gravity and ballasting system.

Re-use of the base oil tanks requires further investigation to:

- confirm mechanical suitability of the tanks for the service proposed.
- confirm the design pressure and whether this is adequate for closed drains service.
- identify potential corrosion issues arising from the presence of small quantities of produced water (salt content <70,000 ppm) in the stored crude. This water will tend to settle out at the bottom of the tanks.
- confirm existing hazardous area classification.

In addition, the practicality of installing and/or modifying piping around the vessels must be investigated. This will include connections to new drains storage transfer pumps (B-533604A/B, 2 x 100%) which will be located either in the base of the columns or in the port lower hull pump rooms.

Flashed vapour from both the closed drains drum and the drains storage vessel will pass to the LP flare system.

Both the closed drains drum and the drains storage vessels will have electric heaters fitted to prevent the formation of wax deposits. This will be achieved by fitting bayonet type heaters to the bolted manway covers.

Maintenance drainage of the closed drains drum and pumps will be to the ship's drainage system.

## 3. HAZARDOUS OPEN DRAINS

The hazardous open drains system will consist of a common header, for maintenance drainage from hydrocarbon systems and for maintenance drainage from non-hydrocarbon systems in hazardous areas. Recovered liquids will be collected in the existing Hazardous Open Drains Drum (V-45002, re-numbered V-533602) from where they will be pumped to the closed drains system by the existing 2 x 100% Hazardous Open Drains Pumps (P-45001A/B, renumbered B-533602A/B) . The system will be vented to the atmospheric vent system.

Both headers will be fitted with syphons to prevent back flow of vapour from the Hazardous Open Drains Drum.

The Hazardous Open Drains Drum will have an electric heater fitted to prevent the formation of wax deposits. This will be achieved by fitting a bayonet type heater to the bolted manway cover.

Maintenance drainage of the hazardous open drains drum and pumps will be to the ship's drainage system.

## 4. NON-HAZARDOUS OPEN DRAINS

The non-hazardous open drains system will consist of a header for collecting maintenance drainage from non-hazardous areas. The header passes to a closed Production Caisson containing tilted coalescing plates and will be fitted with a syphon to prevent back flow of any residual vapour from the Production Caisson.

The separated water passes overboard. The caisson also receives water leaving the produced water degasser. Any residual hydrocarbon will be separated in the caisson and pumped to the hazardous open drains system. The caisson will be vented to a local atmospheric vent, protected by a flame arrestor.

The existing caisson (YD-731A, re-numbered TD-533601) will be used and the bolted cover modified to incorporate a connection for the new Production Caisson Pump (B-533601).

The concentration of oil in the water effluent leaving the caisson must not exceed 20 ppm. The design of the plate pack must be reviewed by the original vendor who will advise the limit on the inlet concentration to achieve this value, taking account of vessel movement when reviewing the performance.



The materials of the existing caisson are to be reviewed for suitability.

In the event of caisson pump failure, a blow-case system could be used to transfer oil to the closed drains system. This would need an extra nozzle on the side of the caisson to fill the blow-case with separated oil and would require the caisson to be re-certified. For this reason, a decision on the need for a blow-case and the practicality of its operation will be made during detailed design. As an alternative, a non-installed, spare production caisson pump is proposed.

## 5. REFERENCES


| | |
|---|---|
| 1. Design Philosophy - Condensate Recovery | ET-3010.38-1223-941-AMK-917 |
| 2. Design Philosophy - Flare Systems | ET-3010.38-5412-941-AMK-919 |
| 3. General Technical Specification | ET-3010.38-1200-940-PPC-001 |
| 4. ANNEX X | Deviations of Basic Design |
| 5. Maritime Production Installations Safety Philosophy | ET-3010.00-5400-947-PGT-001 |

## APPENDIX A

### A-1 : EQUIPMENT PROPOSED FOR DRAINS SYSTEM

| | | EXISTING | | NEW CONFIGURATION | |
|---|---|---|---|---|---|
| **Facility** | **Location** | **Equipment/ Package No** | **Capacity** | **Equipment/ Package No** | **Proposed Capacity** |
| Closed Drains Drum | Tank Top Deck | V-45002 | 13.8 $m^3$ | V-533603 | 13.8 $m^3$ |
| Hazardous Open Drains Drum | Tank Top Deck | V-45001 | 13.8 $m^3$ | V-533602 | 13.8 $m^3$ |
| Production Caisson | Below Tank Top Deck | YD-731A | To be sourced by Petromec | TD-533601 | |
| Drains Storage Vessels | Forward/ Port Column | T-05001C/D | 167 $m^3$ | V-533604A/B | 167 $m^3$ |
| Base Oil Storage Tank | Aft/Port Column | | 451.4 $m^3$ | | 451.4 $m^3$ |

**B-2 : SUMMARY OF PROPOSED CONTINUOUS FLOWS TO CLOSED DRAINS (MAX WATER CASE)**

| MAX WATER CASE | | | | | Flow (kg/h) | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Item** | **Equipment Name** | **Proposed Destination** | **Rationale** | **PFD Stream No.** | **Gas Cond.** | **Water** | **Gas** |
| V-122302A | Booster Compress. Suction KO Drum Liquids | Closed Drains | Low pressure, mainly water. | 53 | - | 51 | - |
| V-122301 | Safety Gas KO Drum Liquids | Closed Drains | Low pressure, mainly water. | 64 | - | 49 | - |
| T-123301 A/B | Free Water from Glycol Contactors | Closed Drains | Mainly water. | 85 | - | 141 | - |
| | | | **TOTALS** | | - | **241** | - |

**B-3 : CLOSED DRAINS CAPACITY AVAILABLE FOR MAINTENANCE DRAINAGE**

Capacity of existing Bulk Storage Tanks (T-05001C/D, renamed V-533603) 83.5 $m^3$ each

Effective capacity of existing Closed Drains Drum (V-45002, renamed V-533603) 7 $m^3$

Total capacity available 174 $m^3$

This is estimated to be adequate for approximately 85% of the capacity of the largest process vessel, namely one oil dehydrator.

The base oil tank will provide more than adequate capacity, if used.

## APPENDIX B

### B-1 : SUMMARY OF PROPOSED CONTINUOUS FLOWS TO CLOSED DRAINS (MAX OIL CASE)

| MAX OIL CASE | | | | | Flow (kg/h) | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Item** | **Equipment Name** | **Proposed Destination** | **Rationale** | **PFD Stream No.** | **Gas Cond.** | **Water** | **Gas** |
| V-122302A | Booster Compress. Suction KO Drum Liquids | Closed Drains | Low pressure, mainly water. | 53 | - | 205 | - |
| V-122301 | Safety Gas KO Drum Liquids | Closed Drains | Low pressure, mainly water. | 64 | - | 204 | - |
| T-123301 A/B | Free Water from Glycol Contactors | Closed Drains | Mainly water. | 85 | - | 141 | - |
| | | | **TOTALS** | | - | **550** | - |

**B-4 : SUMMARY OF PROPOSED CONTINUOUS FLOWS TO THE PRODUCTION CAISSON**

| Case | Water flow from Produced Water Degasser (m3/h) |
|---|---|
| Maximum Oil | 1.6 |
| Maximum Water | 177 |

## APPENDIX C
## DETAILS OF PETROBRAS REQUIREMENTS

The following extracts are included in this Appendix relating to Petrobras requirements.

| Document | Section | Notes |
|---|---|---|
| General Technical Specification ET-3010.38-1200-940-PPC-001 | P5 - Produced Water Treatment and Disposal System | |
| | P5.1 - General | 1. Separated oil will be pumped to the Hazardous Open Drains Drum, not to a slop vessel.<br><br>2. Recovered oil from the hydrocyclones will pass directly to the closed drains header for degassing in the Closed Drains Drum, not to the Produced Water Degasser. |
| | P5.2 - Design Parameters | 3. A blow case is not proposed at present. Instead, an alternative, non-installed, spare production caisson pump is proposed. |
| | M19.2 Open Drainage | 4. Hydrocarbon open drainage will be sent to the Hazardous Open Drains Drum instead of the Slop Vessel. |
| | M19.3 Closed Drainage | 5. Closed drainage will be sent to the Closed Drains Drum instead of the Slop Vessel. |
| | M19.5 Slop Vessel | 6. The Closed Drains Drum and the Drains Storage Vessels/ the Base Oil Tank will fulfil this duty. |
| | M19.6 Production Caisson | 7. Recovered oil will be pumped to the Hazardous Open Drains Drum instead of the Slop Vessel.<br><br>8. The requirement for a blow case will be reviewed. A non-installed spare Production Caisson Pump is proposed as an alternative. |
| ANNEX X Deviations of Basic Design | 3.2 - Other Documents DE-Drainage | 9. The existing combined Closed Drains/LP Flare KO Drum is to be re-used, but as the Closed Drains Drum only. A separate LP Flare KO Drum is proposed. See reference 2. |
| Maritime Production Installations Safety Philosophy ET-3010.00-5400-947-PGT-001 | 7 - Safety Requirements for Drainage Systems | 10. Maritime drainage systems will be further reviewed during detailed design. |

DIVISÃO JUDICIÁRIA
N.º 3162-a
TRIBUNAL MARÍTIMO

# CERTIDÃO

Certifico, para os devidos fins, que o **volume nº 15º**, constituído pelas **fls. 3.017 a 3.361**, do **Processo nº 19.489/2001**, **"P-36"**, foi desmembrado em dois volumes, passando a compor este **volume 15º** as **fls. 3.017 a 3.162-a**, e, o **volume 15º-A**, as **fls. 3.162-b a 3.361** , a fim de oferecer melhores condições para consulta pelos **Exmos. Srs. Juízes Relator e Revisor, Representante da Procuradoria Especial da Marinha e Srs. Advogados**.

O referido é verdade e dou fé.

Aos 31 de outubro de 2003.

DINÉIA DA SILVA
Diretora da Divisão Judiciária