1º Volume (Anexo)

2 vol

TRIBUNAL MARÍTIMO

ANEXO 1 A 39

Representado(s): _____

_____

_____

_____

AUTUAÇÃO

Aos 09 de agosto de dois mil e ____

na Secretaria do Tribunal Marítimo autuo os presentes autos.

Do que fiz este termo

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

_____

Diretor - Geral da Secretaria

3135-3

G 7530 - BR - 218 - 1050

CERTIDÃO

CERTIFICO que, nesta data foi juntado o 1º Volume
24 ao anexo 1 a 39

O referido é verdade e dou fé.
Aos 11 de Abril de 2007.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

VOTO DO VICE-PRESIDENTE EDUARDO CUNHA

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

Anexo 1

RELATÓRIO DE MISSÃO AO EXTERIOR

VISITAS AS PLATAFORMAS

DEEP SEA ODISSEY

E

SPIRIT OF COLUMBUS (SANA 15000)

Novembro/1993

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

CRITÉRIOS BÁSICOS PARA DEFINIÇÃO DA PETROBRÁS XIX E AVALIAÇÃO PRELIMINAR DE MERCADO

1-INTRODUÇÃO

O objetivo deste relatório preliminar é fornecer subsídios, através do estabelecimento de critérios básicos, para a definição da unidade flutuante a ser convertida na plataforma de produção P-XIX (UEP-2 de Marlim), bem como apresentar um panorama das unidades semi-submersíveis existentes no mundo, listando aquelas com chances de atender os requisitos mínimos necessários.

Tal relatório foi elaborado em atendimento a solicitação do DEPRO/CODIM, e não esgota o assunto, visto que não é calcado em pesquisa de mercado e sim em publicações especializadas.

O estudo considera a possibilidade da compra e posterior conversão ou adaptação de uma unidade móvel (semi-submersível) existente, considerada como sendo a alternativa de menor custo para o projeto de Marlim. As outras alternativas, não detalhadas no escopo deste relatório, referem-se à aquisição de uma unidade pronta com planta de processo, ou a construção de uma unidade nova.

Para a definição da(s) unidade(s), é necessário a elaboração de uma relação de plataformas existentes, suas principais características, verificar sua adequação às necessidades do projeto e, posteriormente, elaborar consultas técnicas aos proprietários, realizar visitas e, finalmente, elaborar licitação, se for o caso .

Cabe ressaltar que os tópicos referentes ao mercado, citados ao longo do relatório, alteram-se ao longo do tempo, o que limita sua validade a um período relativamente curto. Os resultados são interessantes principalmente devido ao fato de que o mercado atual está ofertado e os preços em baixa.

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

2 - HISTÓRICO

Nos anos de 1987, 1988 e 1989 ocorreu uma super-oferta por iliquidez de vários armadores (Drilling Contractors) inadimplentes com os credores, o que gerou, na época, grande especulação por parte de armadores navais ligados a grupos financeiros. Muitas companhias entregaram suas unidades e as mesmas foram, a curto prazo, revendidas com grandes lucros para os especuladores.

De um modo geral, muitas pequenas companhias (Drilling Contractors e assemelhados) retiraram-se do mercado e a sobrevivência foi função do perfil da frota. Companhias com frotas antigas e de difícil colocação no mercado de afretamento, foram significativamente atingidas e grande parte da frota foi paulatinamente sucateada, numa tentativa de ajustar a oferta à demanda.

A recuperação parcial das taxas de afretamento entre 1990 e meados de 1992 estabilizou o mercado em patamares intermediários, chegando a altas taxas em 1991. O mercado entretanto tornou-se seletivo com taxas diferenciadas conforme o grau de exigência do cliente e o perfil da unidade. A ponta inferior do mercado permaneceu sempre muito baixa mantendo a tendência de sucateamento de unidades antigas (147 unidades ofertadas em 1991 para um pico de 128 contratadas, hoje 134 estão em oferta com 104 contratadas).

Se o pior período (1987-1989) caracterizou-se pelo desespero dos armadores e pela satisfação das Oil Companies e dos especuladores, o período subseqüente caracteriza-se pela cartelização dos armadores. Grandes e pequenas fusões ocorrem de modo a diminuir a competição e a tornar o mercado cada vez mais seletivo, isto é: só são ofertadas as unidades mais competitivas que podem auferir de melhores taxas. As demais são temporariamente mantidas fora do mercado, ou sumariamente abandonadas.

A estratégia global dos armadores inclui entre outras as seguintes atitudes:

- Esperar pelos convites. Não anunciar as unidades, quer para afretamento quer para a venda. Tal anúncio deprecia o mercado,.

- Não efetivar melhorias nas unidades para ganhar um contrato ou para torna-las mais competitivas, a menos que o contrato remunere de imediato tais melhorias, ou seja, exigir certa parceria do cliente.

- Procurar vender as unidade para outras finalidades (por exemplo, para uso como unidade de Produção). Isso pode garantir um melhor valor e, principalmente, diminuir a oferta.

- Não trabalhar por sub-remuneração, o que torna muitas unidades até então inegociáveis, passíveis de transação. Isto significa retirar voluntariamente unidades menos competitivas do mercado, diminuindo a oferta e evitando depreciar as taxas diárias.

- Fundir empresas, afim de reunir a nata de suas frotas e executar um sucateamento seletivo conjunto.

Obviamente, o objetivo é evitar uma competição suicida onde os mega-clientes são as Oil Companies que, em algumas áreas, chegaram a executar licitação poço a poço para reduzir as taxas de aluguel. A consequência desse cenário é a disponibilidade implícita (nunca explícita, pois isso depreciaria ainda mais o mercado) de negociação das unidades, em especial daquelas onde há perspectiva de mercado futuro restrito.

CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

3 - PERFIL DO MERCADO

O mercado de afretamento de sondas de perfuração apresenta hoje segmentos diferenciados por condições normativas e geográficas.

(i) O Brasil é um mercado de normalização padrão internacional, mas de características geográficas particularizadas por condições ambientais suaves e águas profundas, que requer unidades com equipamento específico. Comercialmente é uma área afastada, com cliente

único e caracteriza-se por contratos de longo prazo, lembrando que nesse mercado um contrato superior a um ano já é longo prazo.

(ii) O mercado do Mar do Norte é dividido em dois segmentos básicos: o setor britânico e o setor norueguês. Esse último caracteriza-se por um sistema de normas muito peculiares, que impede a operação da grande maioria das unidades existentes. O Mar do Norte caracteriza-se por exigir unidades modernas, equipadas para atender uma legislação mais particularizante que o padrão internacional e, em contrapartida, paga altas taxas. Entretanto essa é uma área de águas rasas que dificilmente ultrapassa 350 metros, com condições ambientais adversas (ventos fortes, ondas grandes e inverno rigoroso). Comercialmente caracteriza-se por contratos de curto prazo e grande movimentação de unidades, sendo multi-cliente. Taxas : Noruega US$ 80,000.00/dia; Reino Unido US$ 45,000.00/dia.

(iii) West Africa é um mercado de águas rasas, condições ambientais muito suaves e, do ponto de vista normativo, é "substandard" (abaixo do padrão internacional). É característico de unidades depreciadas, em fim de vida útil. Comercialmente paga taxas baixas e é inconstante, com fortes variações de país para país. Tem servido para manter em operação unidades que não encontram aceitação em outras áreas.

(iv) South East Asia é um mercado que engloba uma área muito grande com enormes variações geográficas. Temos poucas informações sobre ele. A Austrália, por exemplo, opera embarcações com algum rigor normativo. Outras áreas, a deduzir pelo tipo de embarcação empregada, são "substandard". As taxas médias estão em torno de US$ 40,000.00/ dia ou algo em torno de 25% acima do mercado africano.

(v) Golfo do México (leia-se U.S.A.). É um mercado extremamente competitivo, caracterizado no passado por um pequeno número de grandes armadores e por um sem número de pequenas empresas. Dentre todas as áreas foi a que sofreu maior impacto desde 1985. É um mercado típico de unidades auto elevatórias e águas muito rasas. Apresenta recuperação a partir de meados de 1992, com substancial aumento da utilização de unidades "Jack-up". Do ponto de vista normativo tem padrão internacional, mas aceita unidades antigas (mais pelo preço baixo que pela qualidade). Comercialmente é a área de maior investimento, mas com uma competição absolutamente predatória que lhe conferiu, nos últimos anos, o recorde mundial de falências. Relativamente não é uma área de grande atividade de semi-submersíveis, entretanto ameaça iniciar uma grande atividade em águas profundas, o que se reflete em taxas altas pagas aos navios de perfuração de posicionamento dinâmico (US$ 65,000.00, contra US$ 45,000.00 pagas às semi-submersíveis).

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

4 - O PERFIL DAS UNIDADES

As unidades existentes são divididas em quatro categorias:

(i) Primeira geração: São unidades pequenas e muito antigas e, em termos normativos, são "substandard", tendo hoje valor residual de sucata.

(ii) Segunda geração: São na grande maioria unidades pequenas, caracterizadas pela forma do casco (catamarã bi-casco), com carga de convés entre 2000 e 3000 ton. A menos de

modernizações posteriores são "substandard" para os padrões atuais. Tipicamente foram construídas até 1979 e tem hoje pequeno valor tanto de venda quanto no mercado de afretamento. A lâmina d'água de operação em geral não passa de 500 metros.

(iii) Terceira geração: São unidades dos anos 80, em geral catamarã bi-casco de grande porte com carga de convés acima de 3000 ton. Normativamente são unidades padrão internacional ou superiores. Tem bom valor no mercado tanto para venda como para afretamento. Tecnologicamente são de média sofisticação. Operam em lâmina d'água mínima de 450 metros.

(iv) Quarta geração: Diferenciam-se das anteriores pela sofisticação tecnológica. São em geral unidades de grande porte construídas nos anos 80. O padrão normativo é acima do nível internacional podendo operar no Mar do Norte. São a nata da frota mundial e conseguem as melhores taxas de mercado. A linha divisória entre terceira e quarta gerações nem sempre é muito clara.

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

5 - ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS

Para UEP's a serem equipadas com plantas de processo com capacidade para 100.000 bbl/dia e cerca de 2 milhões de metros cúbicos de gás por dia, caso da P-XIX, faz-se necessário unidades de médio/grande porte, o que implica em focalizar as unidades de terceira e quarta gerações.

Os dois projetos já elaborados para a PETROBRÁS XVIII para Marlim e PETROBRÁS XXV para Albacora, utilizaram unidades com as seguintes características originais, lembrando que ambas são plataformas de dois convéses estruturais.

	EDL	DESL	ACB
PETROBRÁS XVIII (Marlim)	7300 ton	37000 ton	6000 m2
PETROBRÁS XXV (Albacora)	6000 ton	33000 ton	6146 m2

onde: EDL - Carga de convés bruta disponível após remoção dos equip. de perfuração.
DESL - Deslocamento da unidade na condição de operação.
ACB - Área de convés exposto bruta (exceto heliporto).

Os cálculos atuais indicam que a planta de processo de Albacora é algo mais leve que a de Marlim, contudo o parâmetro carga parece não ser o mais crítico, pois em ambos casos há ocupação total dos espaços disponíveis sem sobras, o que torna a área disponível um parâmetro crítico.

A planta de processo da PETROBRÁS VIII com menor capacidade (60.000 BBL/dia), apresenta também peso menor, mas no parâmetro área pouco difere de uma planta de 100.000 bbl/dia. Em termos gerais, as normas de segurança (rotas de fuga, áreas classificadas, etc) impõe restrições à economia de área, o que, pelo menos em parte, explica a constância desse parâmetro.

Registre-se que em termos de dimensões globais (comprimento, altura e largura) a PETROBRÁS VIII pouco difere da PETROBRÁS XVIII e XXV. As diferenças substanciais

estão no volume deslocado pela parte imersa (A P-VIII é menor na proporção de 23500 ton. para 37000 ton.).

6 - PERFIL DA PETROBRÁS XIX

As características dos projetos PETROBRÁS XVIII e XXV, conforme exposto no item 5 supra, constituem uma boa referência e servem como ponto de partida na definição da P-XIX. Ambas unidades tem os risers de produção instalados nos flutuadores. Entretanto, o projeto de conversão da PETROBRÁS XXV considerava essa condição. No caso da PETROBRÁS XVIII, as quase 2000 ton de riser estavam projetadas para ser instaladas a nível de convés. A evolução técnica de instalar os risers nos flutuadores (aliviando a carga de convés) só ocorreu após a contratação, fato que explica seu maior porte. Em aditamento, referimo-nos também aos dados mais recentes das "Bases de projeto para a PETROBRÁS XIX" ora em execução, especialmente ao item peso, conforme dados abaixo:

ITEM	PESO (ton)	KG (m)	MOMENTO VERTICAL (ton.m)	PURE DECK LOAD (ton)	DECK LOAD TOTAL (ton)
Aço Estrutural	9000	18.00	162000.00		
Eq. Processo (1)	3822	39.62	151442.93	3822	3822
Steel Works (2)	1200	35.00	42000.00		
Alojamento	600	40.00	24000.00		
Eq. básico de convés	1200	35.00	42000.00	1200	1200
Eq. flutuadores (3)	700	4.00	2800.00		
Tensão dos risers	2000	10.62	21240.00		
Ancoragem (Comp.Vert.)	800	16.00	12800.00		800
Lastro + Consumíveis	2000	3.00	6000.00		
TOTAIS	21322		464282.93	5022	5822

VCG NO CALADO DE PULL-IN = 21.77 m.

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

Notas:
(1) Estimativa DEPRO/DENGE
(2) Estimado com base em projetos anteriores
(3) Estimativa DEPRO/DIVAP

Os números acima referem-se à condição crítica de pull-in, e contém três informações interessantes:

- O deslocamento dos flutuadores deve ser no mínimo de 21322 ton após a conversão.

- Nessa condição o centro de gravidade é de 21.77 metros, o que constitui um indicativo do momento de inércia de linha d'água das colunas, ou seja sua área multiplicada pelo quadrado do espaçamento. Esse é um parâmetro de estabilidade em função da altura metacêntrica ditada pelas normas.

- As cargas mínimas de convés a serem atingidas após instalação da planta de processo, ressalvando que esse parâmetro tem consequências navais e estruturais.

Com esses dados podemos, numa primeira instância, verificar o grau de adequação de uma unidade com um cálculo matemático simplificado e obter uma razoável precisão. Cabe ressaltar que esse é um método simplificado, suficientemente racional para uma primeira análise.

Seguindo esse raciocínio, obtemos uma unidade com o perfil da PETROBRÁS XXV (para citar uma unidade de propriedade da Companhia cujo projeto incorpora as melhorias mais recentes da técnica de conversão), ou muito próxima a ela. Considerando que os dados acima referem-se à unidade após conversão, o que inclui determinadas ampliações e remoção de equipamentos não necessários (tais como planta de perfuração, módulos de acomodação etc), podemos estimar que o perfil mínimo ideal original seja o seguinte:

(i). Deslocamento mínimo antes da conversão: 30.000 ton. Estamos considerando que seja tecnicamente e economicamente viável, um acréscimo de cerca de 3000 ton , através de instalação de elementos de flutuação nos flutuadores e de elementos de estabilidade nas colunas, atingindo o deslocamento total de 33.000 ton após a conversão.[1]

(ii). Distância mínima (longitudinal e transversal) de centro a centro das colunas extremas: 54 metros.[2] Esse parâmetro não é flexível, e tem grande implicação na estabilidade e na possibilidade de expansão de área de convés. As consequências de um sub-dimensionamento são letais, posto que não podemos amplia-lo. Alternativas para resolver essa deficiência são muito caras, trabalhosas e pouco eficientes. Em princípio, a área bruta de convés mínima, antes da conversão, deve ser de 4500 m2, supondo ser técnica e economicamente viável uma expansão de área, na conversão, de até 1200 m2.[3] Em vista de sua criticidade, o parâmetro área será avaliado quando do recebimento das propostas técnicas, por ocasião da licitação, quando estarão disponíveis dados técnicos que permitirão uma análise objetiva.

(iii). Ano de construção: 1980 ou mais recente. Essa definição já foi utilizada anteriormente. O raciocínio baseia-se na vida útil do equipamento, e na necessidade de permanência constante na mesma locação. Uma unidade de treze anos, permanecendo mais 20 na locação, teria 33 anos (o que é uma expectância de uma vida útil longa.) quando da depleção final do campo, o que em termos técnicos mostra que a restrição é acertada. A rigor, sendo conservativo, a vida útil máxima deveria ser considerada 30 anos, todavia isto em termos de mercado excluiria uma gama razoável de unidades competitivas.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

[1] Estamos utilizando o critério deslocamento mínimo, em substituição ao critério anteriormente utilizado da carga de convés. Pelo método utilizado, este parâmetro é muito mais significativo e independe de considerações subjetivas, pois é essencialmente matemático.

[2] Estamos utilizando o critério distância mínima de centro a centro das colunas (longitudinal e transversal) em substituição ao critério área mínima líquida, porque os centros das colunas são os pontos de apoio estrutural e definem a possibilidade de expansão da área. A área de convés bruta mínima necessária está em torno de 5700 m2. Para o estabelecimento dessa área, foram considerados os mesmos critérios de arranjo utilizados nos projetos da PETROBRÁS XXV e PETROBRÁS XVIII, ambos elaborados pelo CENPES.

[3] A medição direta das áreas de convés de unidades existentes envolve dificuldades que podem tornar o critério subjetivo. Há ,por exemplo, unidades com o convés estendido além do limite das colunas extremas, o que não permite acréscimos de área; há também unidades com área atual relativamente pequena, mas com grandes possibilidades de expansão.

7- UNIDADES EXISTENTES COM PERFIL ADEQUADO

Listamos abaixo as unidades com perfil adequado, consoante com a sistemática já exposta de obter os menores custos globais partindo de uma unidade que não necessite de modificações extremadas.

UNIDADE[4]	PROPRIETÁRIO	PROJETO	ÁREA DE CONVÉS (M2)[5]	DESLOCAMENTO (ton)
SONAT ARCADE FRONTIER	SONAT	AKER H4.2	5860	37970
DEEP SEA ODISSEY	DYVI	ODECO	6000	42000
OCEAN VALIANT	DIAMOND OFFSHORE	ODECO	7430	43530
OCEAN AMERICA	DIAMOND OFFSHORE	ODECO	7430	43530
OCEAN ALLIANCE	DIAMOND OFFSHORE	POLAR/HITACHI	6000	46110
POLAR PIONEER	POLAR/SONAT	MAROSSO 56	6030	46530
ROSS RIG	ROSS OFFSHORE	ME-4500	4500	35700
SCARABEO 5	SAIPEM	ULTRA YATZY	5560	41000
WEST ALPHA	SMEDVIG	OCEAN RANGER	4640	30000
WEST DELTA	SMEDVIG	SONAT/MITSUI	4200	41830
HENRY GOODRICH	SONAT	GVA 4500	5620	49410
SONAT RATHER	SONAT	GVA 4500	4340	37000
SONAT RICHARDSON	SONAT	AKER H4.2	4340	37000
TRANSOCEAN 8	TRANSOCEAN	F&G S.E.P.	5200	37500
ARETHUSA STAWINNER Seal	ARETHUSA	F&G 1020	5010	33440
ZANE BARNES	READING & BATES	F&G 1020	4700	53000
SANA 15000	SANA	F&G E.P.	4810	54790
JOHN SHAW	SONAT		5550	

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

8 - DISPONIBILIDADE DO MERCADO

Considerando os dados disponíveis, e considerando que adequação técnica não implica necessariamente em disponibilidade comercial, sugerimos que, em tempo oportuno e com as devidas considerações à legislação aplicável, seja efetuada uma consulta ao mercado para verificação da disponibilidade das unidades listadas, expediente já anteriormente utilizado com sucesso.

A PETROBRÁS recebe rotineiramente, ofertas de unidades semi-submersíveis enviadas por seus proprietários ou representantes. Cabe esclarecer que esses oferecimentos seguem uma praxe internacional: Constitui um procedimento tradicional dos proprietários, quando querem dispor de uma unidade, oferta-la aos grandes operadores internacionais, e a PETROBRÁS, com uma frota de 17 unidades semi submersíveis, é um desses grandes operadores com um grande potencial de utilização de mais unidades, fato internacionalmente conhecido.

---

[4] Essas unidades foram listadas a partir dos dados técnicos disponíveis em nossos arquivos, e em publicações internacionais especializadas tais como: Offshore Rig Locator, North Sea News Letter, Ocean Industry. A precisão dos dados reflete as informações ora disponíveis.

[5] Os critérios de medição de área da convés das diversas publicações não são uniformes, donde algumas discrepâncias são possíveis. É ainda necessário a confirmação dos dados definidos no item 6 - (ii), para permitir a avaliação da real possibilidade de expansão de área, se a unidade a requerer.

Em termos práticos, nosso conhecimento sobre a disponibilidade de mercado resume-se às unidades anteriormente ofertadas à Companhia.

A seguir listamos algumas unidades já ofertadas à Companhia, e que se enquadram nos requisitos mínimos:

UNIDADE	PROPRIETÁRIO	LOCAL	ÁREA CONVÉS BRUTA (M2)	BCC&LCC (M)	DESLOCAMENTO (TON)
DEEP SEA ODISSEY	DYVI OFFSHORE	FINLÂNDIA	7432	55&66	42000
SANA 15000 SPIRIT OF COLUMBUS	SANA	ITÁLIA	4807	55&55	54789

Apesar do número reduzido, as unidades listadas são muito diferentes entre si em suas características técnicas gerais, constituindo um bom mostruário do que existe atualmente no mercado. Uma avaliação técnica mais precisa dessas unidades poderia acrescentar informações preciosas.

Cabe esclarecer que a lista acima reflete as unidades possivelmente ainda disponíveis. Outras unidades ofertadas não constam na lista porque são unidades demasiadamente pequenas, e/ou demasiadamente antigas, algumas em estado de sucateamento (mothballed);

Das unidades acima, a SPIRIT OF COLUMBUS possui planta de processo, tratando-se de uma unidade de grande porte em fase final de construção. A DEEP SEA ODISSEY é uma unidade de grande porte, que sofreu um sinistro e foi parcialmente reconstruída.

Rio de Janeiro, 08 de novembro de 1993.

Edwal Francisco Paiva Filho
DEPRO/DIVAP/SENAV

p/ Fernando Neder
CENPES/DIPREX/SEPRON

Edson Luiz Megale Valle
DEPER/SETEN

Adilson Araújo
SEGEN/ENCOP

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

PETROBRAS
PETROLEO BRASILEIRO S.A.

RELATÓRIO DE MISSÃO NO EXTERIOR

VISITAS AS PLATAFORMAS "DEEP SEA ODISSEY"

E "SPIRIT OF COLUMBUS"(SANA 15000)

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

PETROBRÁS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

ÍNDICE

1 INTRODUÇÃO 1

2 VISITA A DEEP SEA ODISSEY 1

2.1 Cronograma Realizado 1

2.2 Histórico da Plataforma 2

2.3 Reconstrução Estrutural 2

2.4 Certificação 3

2.5 Estrutura Original Remanescente 3

2.6 Equipamentos e Sistemas 3

2.7 Possibilidade de Reconstrução da Unidade Básica . . 5

2.8 Conclusão 5

3 VISITA A PLATAFORMA " SPIRIT OF COLUMBUS" SANA 15000 . . 7

3.1 Cronograma Realizado 7

3.2 Considerações Sobre a Plataforma 7

3.3 Considerações Sobre a Embarcação 7

3.4 Considerações Sobre a Planta de Processo 14

3.5 Qualidade da Construção 15

3.6 Conclusão 17

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

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

1 INTRODUÇÃO

Atendendo solicitação do DEPRO/CODIM e com base nas consideração contidas no relatório "CRITÉRIOS BÁSICOS PARA DEFINIÇÃO DA PETROBRÁS-XIX E AVALIAÇÃO PRELIMINAR DE MERCADO", empreendemos visita técnica às plataformas "DEEP SEA ODISSEY" e "SPIRIT OF COLUMBUS" (SANA 15000), localizadas em estaleiros nas cidades de Turku (Finlandia) e Genova (Italia), com vistas a um possível aproveitamento de uma dessas unidades como U.E.P.-2, no campo de Marlim.

Este relatório descreve as constatações havidas durante as visitas e tece alguns comentários de natureza técnica como subsídios para futura definição sobre a unidade a ser convertida na Plataforma PETROBRÁS-XIX.

2 VISITA A DEEP SEA ODISSEY

2.1 Cronograma Realizado

. Dia 08/11/93 (Segunda-Feira) : Partida do Brasil com destino à Frankfurt às 20:30 hrs.

. Dia 09/11/93 (Terça-Feira) : Chegada à Frankfurt às 10:30 e viagem para Oslo. Chegada a Oslo às 17:00 hrs.

. Dia 10/11/93 (Quarta-Feira) : Visita aos escritórios da Kvaerner Moss com participação do pessoal da Jan Eric Dyvi A/S, ambos proprietários da plataforma Deep Sea Odyssey. Apresentação da plataforma em seus aspectos técnicos, incluindo apresentação da plataforma ILIAD pertencente ao mesmo grupo.

. Dia 11/11/93 (Quinta-Feira) : Viagem para Turku, na Finlândia, e visita à plataforma Deep Sea Odissey. A noite viagem para Estocolmo.

. Dia 12/11/93 (Sexta-Feira) : Dia de espera em Estocolmo. (Ver obs.)

. Dia 13/11/93 (Sábado) : Viagem para Gênova.

Obs.: Os gerentes da Dyvi preferiram afretar um vôo de Oslo para Turku por não haver vôos da Noruega direto para Turku, o que implica numa escala e troca de avião em Estocolmo, com longa espera e com custo mais elevado. Por este motivo nossa programação adiantou-se de um dia. Não foi possível prorrogar a visita à plataforma em Turku, porque a programação preparada implicava em retorno no mesmo dia à noite.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS
7530 – 048 – 827

PETROBRÁS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

2.2 Histórico da Plataforma

A Deep Sea Odissey foi construida em 1982, no Japão, para perfuração, derivada de um projeto Ocean Ranger, modificado pela Odeco, projetista e proprietário.

Em 1988, a unidade sofreu um sinistro, devido a um "blow-out" do poço em perfuração. O seguro ressarciu os prejuízos e a unidade foi entregue a Salvage Company como sucata, quando a maioria dos equipamentos de convés ainda não danificados foram vendidos a granel.

Adquirida pelo grupo Dyvi (norueguês), foi reconstruida estruturalmente com um projeto da Kvaerner Moss, diferente do original. A Ocean Odissey foi visitada em 1986 por um grupo de engenheiros da PETROBRÁS em Everet (E.U.A.), o que torna possível diferenciar as características originais e atuais.

Por ocasião da presente visita, a plataforma se encontrava docada em dique seco, o que premitiu uma inspeção generalizada dos flutuadores.

2.3 Reconstrução Estrutural

As partes estruturais danificadas pelo sinistro foram substituidas por blocos novos a partir da cabeça das colunas, mas com um projeto elaborado pela Kvaerner Moss, substancialmente diferente do original. A linha de corte entre as estruturas originais e as novas varia nas extremidades de cada coluna.

As cabeças das colunas foram alargadas com passagem da forma cilíndrica para cúbica, sendo o "deck box" (convés estrutural duplo) original substituido por um convés simples e mais leve, acarretando, possivelmente, alterações bruscas nas tensões da estrutura em relação à plataforma original, principalmente nos "bracings" e suas conexões.

O pórtico de ré, composto pelas colunas e "bracings" (treliças), foi reforçado com dois "bracings" adicionais e uma viga caixão transversal horizontal de coluna a coluna, medindo 2 m de altura por 6 m de largura. Os pórticos centrais possuem vigas de 1,8 m por 2,0 m.

Estranhamente, o pórtico de vante só possui a viga caixão na parte central, sem bracings adicionais, e as ligações com as colunas a bombordo e a boreste são efetuadas com vigas extremamente delgadas. O pórtico de vante é o fechamento da estrutura primária e, conceitualmente, deveria receber os mesmos esforços torcionais. Uma mais apurada verificação estrutural faz-se necessária.

O novo convés foi expandido para além dos limites das colunas, aproveitando o alargamento das cabeças das colunas extremas. Os bordos são elevados e fechados por anteparas contínuas de proa a popa, sendo a aresta de proa fechada pelos blocos dos alojamentos e à parte de popa aberta.

É CÓPIA FIEL DO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

As extremidades possuem compartimentos estanques sobre o convés, não fazendo parte da integridade estrutuaral global, o que aumenta a área total, mas reduz a área plana útil. Apenas as anteparas longitudinais fazem parte do modelo estrutural global.

Este artifício foi necessário para atender as normas norueguesas quanto a reserva de flutuação em caso de avaria.

Foram removidas cerca de 5000 ton de aço e agregadas 3000 ton num custo estimado de 7 a 9 milhões de dólares, todavia não está claro se o aço removido era apenas estrutura ou incluia os acabamentos, tais como passarelas, escadas, corrimãos, etc. Esta fase da obra foi executada no estaleiro Viborski, na Rússia, com aço finlandês.

2.4 Certificação

A inspeção das partes atingidas e as estruturas adicionadas foram certificadas pelo D.N.V. (Det Norsk Veritas), mas não foi formalizada uma reclassificação da unidade, originalmente classificada pelo A.B.S (American Bureau of Shipping). Em termos práticos, a opção pela classificadora depende do futuro cliente, uma vez que de qualquer maneira terá que ser efetuada uma reclassificação. Em termos estatutários a unidade está fora de classe.

2.5 Estrutura Original Remanescente

Está em bom estado. A pintura está bem conservada, havendo pouca corrosão e poucos danos visíveis pelo menos no interior do tanque inspecionado. Toda a estrutura é pintada externamente com alcatrão de hulha. A qualidade da construção original é boa, talvez superior aos reparos efetuados.

2.6 Equipamentos e Sistemas

2.6.1 A plataforma se encontra equipada com os seguintes equipamentos e sistemas:

Guindastes: Existem 3 (três) guindastes, National, sendo dois de 65 ton e um de 10 ton, Sem uso nem manutenção há cinco anos e necessitando reparos.

Guincho de ancoragem: Existem 4 guinchos para amarras de 3 1/4 polegadas (oito linhas de âncoras), inoperantes e sem manutenção. O acionamento é por motores elétricos de corrente contínua que terão que ser substituidos por unidades hidráulicas, ou motores elétricos de corrente alternada ou, ainda, recondicionados e acionados por sistema de retificação a ser adquirido e instalado.

7530 – 048 – 827

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

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

. Sistema de lastro: Encontra-se inoperante e sem manutenção há cinco anos. O sistema de acionamento de válvulas é peneumático e está danificado, necessitando reparos. A unidade apresenta apenas duas salas de bombas a ré e o deslastro dos tanques de vante é garantido por pressurização pneumática controlada dos tanques, utilizando o antigo sistema de pressurização dos silos de granéis de baixa pressão (45 psi). Este sistema foi sucateado. As válvulas de caixa de mar foram recondicionadas e inspecionadas pelo DNV. Os painéis demarradores das bombas de lastro, esgoto, incêndio, água industrial e óleo diesel estão instalados nas salas de bombas e carecem de manutenção.

. Propulsão: Existem quatro propulsores convencionais em linha (dois em cada flutuador), acionados por motores elétricos de corrente contínua (8 x 1600 HP) e estão inoperantes. As gaxetas de vedação dos eixos foram apertadas e nenhuma providência adicional foi efetivada. A cabeação foi cortada no topo das colunas. Pelas suas características este sistema é de difícil recuperação, porque requer um sistema retificador de corrente de grande porte (14.400 HP). As máquinas dos lemes (4) estão inoperantes, mas parecem em boas condições.

. Sistemas auxiliares (circulação de água salgada, óleo diesel, água potável): estão instalados e inoperantes, sem manutenção há cinco anos.

. Fair Leads: Há 8 "Fair Leads" para amarra de 3 1/4 polegadas, lubrificados a graxa por tubulação condutora que está seccionada. Trata-se de um equipamento antigo; seria preferível "fair leads" de lubrificação seca, (pastilhas de bi-sulfeto de molibdenio), mais duráveis e com menor manutenção.

. Cabresteira de reboque. O trecho de amarras inferior e os olhais "smith" estão em boas condições.

2.6.2 Nos demais sistemas da plataforma constatamos o seguinte: Os alojamentos foram substituidos por blocos novos sem acabamento e sem equipamentos. Toda a tubulação está seccionada no topo das colunas; nem mesmo os suspiros dos tanques foram reconstituidos.

. Do sistema elétrico restam alguns cabos de força e controle das salas de bombas e os painéis demarradores das bombas dos flutuadores.

. Não há sistema de ventilação e ar condicionado, restando apenas alguns aquecedores nas salas de bombas.

. Os elevadores foram sucateados e restam apenas os trilhos guias e os poços estruturais nas colunas de ré.

. As escadas de acesso externas fora sucateadas.

. Não há amarras ou cabos de ancoragem, nem âncoras, tudo foi sucateado.

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

PETROBRÁS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

. Escadas, passarelas e corrimãos: exceto as escadas internas das colunas, nada mais existe.

. Almoxarifados, oficinas: inexistentes.

. Heliponto: inexistente

. Proteção catódica: a proteção do casco externo é feita por sistema de corrente impressa; na ocasião, os anodos e eletrodos não se encontravam instalados. A proteção interna dos tanques é feita através de anodos galvanicos, que estavam em boas condições pelo menos no tanque inspecionado.

2.6.3 A lista de equipamentos e sistemas removidos equivale quase à descrição de uma unidade nova. Praticamente, resta apenas o casco estrutural, sem nenhum equipamento ou sistema, exceto os citados em 2.6.1. Nem mesmo os acessórios de casco foram reconstruidos.

2.7 Possibilidade de Reconstrução da Unidade Básica

Podemos conceituar uma unidade básica como uma plataforma de perfuração sem os equipamentos utilizados para perfuração ou um flotel sem os módulos de alojamento.

Os sistemas de uma unidade básica incluem: lastro, esgoto incêndio, ventilação e ar condicionado, alojamentos (incluindo camarotes, cozinha, refeitório e frigoríficos), ar comprimido, salvatagem, radio-comunicação (interna e externa), sistemas de controle, geração de energia (principal e de emergência), iluminação, acessórios de casco (escadas, corrimãos, cabeços de amarração etc), sistema de água potável e óleo diesel, sistema de água quente, painéis elétricos, cabeação elétrica, tubulações, sistema de ancoragem (incluindo âncoras, amarras, molinetes, cabos etc), heliponto e acessórios de combate à incêndio.

Perguntamos aos proprietários qual seria o custo estimado de reconstrução da unidade básica. A pergunta foi respondida pela Kvaerner Moss prontamente, pela apresentação de uma transparência: US$ 70 milhões, incluindo 6 MW de geração de energia, sistema de ancoragem com 12 linhas, alojamentos para 130 pessoas e heliponto.

Básicamente, esta estimativa confere com a estimativa elaborada pela PETROBRÁS (DEPRO/DIVAP) em parecer técnico emitido em maio de 1993.

A previsão do término dos serviços mencionados é de 7 meses a partir desta data, prazo que achamos bastante reduzido.

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

PETROBRÁS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

2.8 Conclusão

Supondo uma reconstrução da unidade básica, será necessário que pelo menos uma parte do convés superior seja adaptada para abrigar as salas de painéis elétricos e a maquinaria auxiliar, bem como alguns equipamentos da planta de produção, pois, como sabemos, a planta da PETROBRÁS XIX, exige grande área de convés. A unidade tal como está oferece grande área útil de convés exposto (4000 m2), mas relativamente pouca área abrigada.

As estruturas de suporte de risers a bombordo e a boreste poder ser facilmente instaladas nos flutuadores. Na popa poderemos recorrer à solução tradicional de instalar os risers no convés, a plataforma é uma unidade de grande porte e, provavelmente, não teremos problemas de carga. Resta o problema da proa, mais difícil de resolver, porque os flutuadores são afilados e o pórtico de vante não permite grandes carregamentos. Alguns reforços terão que ser introduzidos na proa, ou uma estrutura especial, para suportar os risers, terá que ser desenhada na proa dos flutuadores.

Podemos estimar um prazo de 15 a 20 meses de obra para que a plataforma esteja completamente reconstruida e equipada, inclusive com a planta de processo.

Foram entregues à PETROBRÁS os seguintes documentos técnicos :

- Exame Metalúrgico da Influência do Calor Sobre a Estrutura (Veritec)

- Relatório de inspeção da plataforma em Viborg, Rússia, elaborado pela Kvaerner.

- Technical report " Condition Survey of the semi submersible unit Odyssey. (DNV)

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

PETROBRÁS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

3 VISITA A PLATAFORMA " SPIRIT OF COLUMBUS" SANA 15000

3.1 Cronograma Realizado

Dia 13/11/93 (Sábado): Chegada a Gênova às 16:00 hs procedente de Estocolmo. Visita rápida ao estaleiro Fincantieri e vista externa da plataforma. Não havia expediente no estaleiro.

Dia 14/11/93 (Domingo): Não houve expediente no estaleiro. Conversa informal com os gerentes da obra.

Dia 15/11/93 (Segunda-Feira): Visita a plataforma em duas sessões, uma pela manhã e outra pela tarde. Reunião técnica com os engenheiros da S.A.N.A. até às 19:30 hs.

Dia 16/11/93 (Terça-Feira): Visita a plataforma pela manhã e reunião técnica a tarde.

Dia 17/11/93 : Retorno ao Brasil, via Londres, partindo de Gênova às 13:30.

Dia 18/11/93 : Chegada ao Brasil.

3.2 Considerações Sobre a Plataforma

A unidade encontra-se flutuando, atracada no cais do estaleiro Fincantieri, em Gênova, em fase final de construção. O projeto original Trendsetter foi concebido pela Fried & Goldman (New Orleans, U.S.A.) como unidade de perfuração.

Trata-se de uma unidade de grande porte (54.000 ton de deslocamento), tipo catamarã bi-casco, semi-submersível, com quatro colunas de estabilidade e um "caisson" central originalmente destinado a estocagem dos risers de perfuração na posição vertical. Além da "Spirit of Columbus", nome da plataforma em questão, há apenas uma unidade construida com o projeto Trendsetter, a Zane Barnes, propriedade da Reading & Bates.

3.3 Considerações Sobre a Embarcação

~~3.3.1 Arquitetura e Concepção Estrutural~~

Em termos arquitetônicos a "Spirit of Columbus" apresenta pouca diferença com o projeto original, estando incluidos blisters" nas colunas na região dos "fair leads" e "blisters" adicionais na proa e na popa próximos aos flutuadores.

Os dois conveses estruturais foram expandidos até os limites externos das colunas; os originais terminavam nas linhas de centro - longitudinais e transversais- das colunas.

As salas dos flutuadores, originalmente destinadas à acomodação do sistema de ancoragem, foram utilizadas para instalação dos equipamentos de injeção de água (filtros, bombas etc).

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

PETROBRÁS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

Esclarecemos que a "Zane Barnes" possui um sofisticado sistema de cabos e amarras (8 linhas, disconnect type) manuseados pela própria unidade, o que implica na instalação de grandes carretéis de estocagem de cabos e guinchos de tração para cabos. A "Spirit of Columbus" apresenta um sistema com 12 linhas, mas muito mais simples.

O projeto Trendsetter possui algumas peculiaridades em relação aos projetos convencionais, não apenas pelo seu porte, mas também por sua arquitetura "sui gêneris". Os flutuadores tem o corpo intermediário mais delgado e as extermidades expandidas tanto na largura (boca) como na altura (pontal), por isso apresenta muitos compartimentos grandes nas extremidades. Esses compartimentos acomodam as salas de bombas (num total de quatro, sendo uma em cada extremidade), os propulsores azimutais (dois instalados e mais dois previstos) e o sistema de injeção de água. As torres de desaeração foram instaladas nas colunas de ré. O ajuste das torres de desaeração é feito com resina "shock fast".

Outra peculiaridade é o pontal do convés superior com cerca de 8 metros, o que permitiu a acomodação dos turbo-geradores (três instalados com 12 MW cada, mais um previsto) dentro da caixa convés (deck box).

Essas facilidades reduzem substancialmente a necessidade de área de convés exposto. A unidade apresenta 4800 m2 de área bruta de convés exposto, enquanto que a engenharia da PETROBRÁS considera algo em torno de 5700 m2 como parâmetro ideal após conversão da unidade.

O bom aproveitamento das partes internas só foi possível por se tratar de uma construção nova, baseada num projeto com características favoráveis e explica a diferença entre a área bruta de convés exposto utilizada pela "Spirit of Columbus" e os projetos similares elaborados pela PETROBRÁS.

O projeto Trendsetter, de origem americana, é uma estrutura pesada, de grande porte e construção complexa, devido à coluna central (caisson). O projeto foi concebido para as condições de mar adversas do Mar do Norte e do Golfo do México. O formato geométrico, peculiar dos flutuadores (extremidades maiores que a meia náu), e sua grande dimensão longitudinal conferem bom comportamento da unidade em relação aos movimentos de "heave", "roll" e "pitch", cujas amplitudes estão abaixo da média.

3.3.2- Arranjo Geral.

A nível de convés, as facilidades de produção (parte de óleo e gás) estão arranjadas na popa. Há ainda uma extensão dos dois conveses a ré com cerca de 300 m2, reforçada para suportar os risers de produção (8 bundles triplos). Em princípio a estrutura suporte foi concebida para fixação dos risers a nível do convés superior, entretanto, a extensão existe também a nível do convés inferior, onde é igualmente reforçada. Parece óbvio que operacionalmente os risers de popa e proa deveriam ser instalados a nível do convés inferior, tanto do ponto de vista de segurança

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

PETROBRÁS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

como operacional (maior proteção contra fogo, melhor facilidade de operação, menor interferência com o casco, e melhor aproveitamento de área).

No centro geométrico dos conveses está instalada a torre de workover/perfuração com "drill floor" convencional. A extremidade da torre suporta o queimador de gás arranjado acima do bloco de coroamento, o qual é protegido com uma plataforma de aço (heat shield), contra a radiação do "flare".

A parte de proa contém as acomodações e o estaleiro de tubos.

O sistema de geração de energia elétrica está arranjado nos bordos, com maior concentração a bombordo (2 grupos instalados).

Os alojamentos contém acomodações para 126 pessoas e o heliponto de alumínio permite pouso de helicóptero Sikorski S-61.

3.3.3- Acessos Internos

A circulação nos conveses superiores é razoável, devido ao grande número de salas e equipamentos. O sistema de perfuração (tanques de lama , bombas de lama, cimentação etc) ocupam enormes áreas internas no "deck box". Uma passarela externa resolve parcialmente o problema de circulação. A não funcionalidade da circulação está ligada exclusivamente ao grande número de salas, e não à dimensão das passagens, essas sempre generosamente espaçosas.

Nas colunas e flutuadores os acessos são excelentes, tanto para operação como para inspeção, sendo que todos os tanques tem acesso direto através de túneis. Os sensores de medição de volume dos tanques também são acessíveis externamente. Quatro elevadores de bom porte completam o equipamento de acesso, além das escadas inclinadas requeridas por norma.

De um modo geral houve um bom aproveitamento dos espaços internos disponíveis, em especial dos espaços nos flutuadores, nas colunas e no duplo fundo do casco superior.

3.3.4- Cabeação Elétrica e Tubulação.

O sistema de cabeação é bem arranjado. Dentro do "deck box" um duplo fundo com pontal (pé-direito) de 1,5 metro serve de passagem a grande parte dos cabos e tubulações. No convés exposto são utilizados "pipe racks" convencionais. Com raras exceções, as tubulações estão bem posicionadas, mas não deixamos de notar portas que não abrem totalmente porque há interferência com tubulações e válvulas que não podem ser desmontadas devido à interferências. Novamente há carência de cuidados com os aspectos operacionais.

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

PETROBRAS
PETROLEO BRASILEIRO S.A.

3.3.5- Sistema de Ancoragem.

Foi adaptado um sistema de 12 linhas, tipo amarra-cabo-amarra, sendo que a unidade manuseia somente o trecho superior de amarras de 3 1/2 polegadas. O sistema de medição de tensão é do tipo célula de carga. Por motivo de arranjo, os guinchos estão posicionados excessivamente fora do alinhamento vertical das colunas, gerando a necessidade de "chain pipes" externos às colunas. Em consequência, os "fair leads" foram deslocados para uma posição mais externa, criando novos "blisters" nas colunas para manter o alinhamento. Em termos gerais, isto é uma complicação desnecessária, mas que não chega a afetar o desempenho.

Os guinchos de ancora são do tipo molinete, acionados por motor elétrico de corrente contínua com três unidades em cada coluna, dotados de bolsas ("pockets"), para amarras de 3 1/2 polegadas gráu 4 inclusive.. Em cada coluna, apenas duas das três unidades possuem acionamento próprio, sendo a terceira acionada por embreagem deslizante. Porém, há opção para motorização da terceira unidade.

Os demais equipamentos de ancoragem, isto é, ancoras, cabos e amarras serão fornecidos de acordo com as necessidades do cliente. Este sistema pode atingir profundidades grandes, talvez superiores a 1000 metros.

3.3.6- Capacidade de Carga.

Do ponto de vista de estabilidade, foram adotadas as normas norueguesas e inglesas que excedem os requisitos internacionais da I.M.O. (Intergovenmental Maritime Organization). As consequências são as seguintes: (i) grande número de portas estanques tipo "watertight sliding doors"; (ii) a capacidade de carga será maior se forem consideradas as normas internacionais menos conservativas; (iii) a segurança contra alagamento será maior que as exigidas pelas normas internacionais.

Do ponto de vista estrutural o estaleiro de tubos da proa pode acomodar algo como 1000 ton em adição.

No cômputo geral é possível agregar mais carga a nível de convés, pois: (i) há área disponível tanto na proa como na popa; (ii) não há problemas de estabilidade desde que a carga adicional não exceda a cerca de 2000 ton, ou caso exceda, deverá ser removido o equipamento de perfuração; (iii) estruturalmente a unidade está preparada para receber a carga variável de perfuração (cerca de 1500 a 2000 ton no total).

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

305

PETROBRAS
PETROLEO BRASILEIRO S.A.

3.3.7- Disponibilidade de Áreas no Convés

Na parte de vante há uma área de cerca de 600 m2 disponível correspondente ao estaleiro de tubos. Na parte de ré, há alguma área disponível (cerca de 300 m2) correspondente à extensão dos conveses, desde que os risers de popa sejam instalados a nível do convés inferior. Há ainda possibilidade de maior utilização de área pela remoção dos suportes das lanças dos guindastes, ou por seu relocamento. A remoção dos equipamentos de perfuração agregará uma área livre extra de aproximadamente 400 m2.

3.3.8- Equipamentos e Sistemas.

Embora a permanência a bordo tenha sido relativamente breve os sistemas apresentam uma fácil compreensão em relação aos arranjos e a funcionalidade. As concepções básicas são ortodoxas, com encaminhamento lógico, o que facilita a compreensão. Os equipamentos e sistemas apresentam o mínimo de interface possível. Técnicos e especialistas de vários países foram contratados pela SANA, o que lhes confere um bom suporte técnico.

Os equipamentos existentes são de um modo geral convencionais (field proven), tais como : turbinas General Eléctric, guinchos de âncora Hydraulic Bratvaag, guindastes Liebherr, propulsores Lips, etc.

Não há, em geral, inovações tecnológicas, nem a nível de sistemas, nem a nível de equipamentos, tudo é moderno, porém, convencional. Destacamos a seguir alguns ítens peculiares:

(i). Sistema de geração de energia elétrica:

É um sistema composto por três turbo-geradores instalados em duas salas de máquinas separadas, com capacidade para 12 MW cada, a 25 ïC. Há opção para um quarto turbo-gerador, sendo que os cabos já se encontram instalados a espera do quarto grupo.

A concepção inicial era de duas salas de máquinas independentes com barramentos independentes e redundantes, todavia, por problemas operacionais de arranjos os painéis de distribuição, embora eletricamente independentes estão todos concentrados numa sala única.

Os painéis MCC estão concentrados um alguns locais estratégicos para minimizar o comprimento da cabeação. O painel de controle das bombas de injeção de água, por exemplo, está arranjados nos flutuadores, há um painel específico para os equipamentos auxiliares de perfuração.

Os equipamentos de grande potência (Bombas de Exportação de Óleo, Bombas de Injeção, Compressão de Gás Baixa Pressão e Flash) são acionados diretamente pelos barramentos de 6600 V, os equipamentos de perfuração estão conectados à um painel de 600 V.A.C que alimenta os retificadores de corrente, os demais equipamentos estão conectados nos painéis auxiliares de 440 V.A.C.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

PETROBRÁS
PETROLEO BRASILEIRO S.A.

O painel de emergência, alimentado por seu grupo diesel-gerador de 2875 kVA, atende amplamente as cargas essenciais e encontra-se na sala do gerador de emergência. Este grupo-gerador possui refrigeração a ar, cujo radiador está instalado remotamente ao compartimento do gerador de emergência.

Não há painéis segregados para cargas de produção e cargas da embarcação, estando ambas as cargas distribuídas indistintamente pelos painéis.

Em termos de potência disponível, é um sistema superdimensionado, excedendo às capacidades requeridas pelas plantas de processo projetadas pela PETROBRÁS. O sistema é simples e funcional, com destaque para o porte do gerador de emergência.

(ii). Sistema de circulação de água salgada:

É um sistema integrado, com quatro grandes bombas de captação de 590 m3/hr cada. Outras bombas podem ser agregadas a esse sistema aumentando a vazão, esclarecendo que o sistema de injeção d'água possui bombeamento independente.

Curiosamente o sistema de combate à incêndio não possui captacão direta do mar, sendo alimentado pelo sistema principal de água salgada, com as bombas de incêndio e de espuma localizadas no convés principal. Todas as bombas de incêndio tem acionamento elétrico, e são "booster pumps" utilizadas apenas para elevar a pressão em função do consumo. A prioridade de alimentação do sistema de incêncio é possível, segregando um dos lados do anel de água salgada por manobras de válvulas, ou por controle remoto; entretanto não ficou claro como isso será efetivado. Duas das bombas de captação estão alimentadas pelo gerador de emergência, bem como a bomba de espuma do heliponto, o que permite um acionamento de emergência do sistema de incêncio como um todo.

A filosofia de segurança é estritamente baseado nos conceitos do I.M.O. MODU CODE (embora com maior redundancia), com salas de geração de energia independentes, sendo que o sistema de circulação de água salgada é especialmente priorizado para manter pelo menos um dos turbo-geradores principais em operação, o que garante pressão no sistema de incêndio. O anel central de água salgada está protegido pelo duplo fundo, todavia o acionamento das bombas de incêndio implica num aumento imediato do consumo de água que deverá de alguma forma ser compensado pelo sistema de controle, ou uma manobra específica deve estar sempre preparada manualmente.

Com relação ao acionamento das válvulas, foi adotada a concepção elétro hidráulica, com uma unidade individual para cada válvula, composta de motor elétrico, bomba hidráulica, e circuito de controle. Todos os elementos estão contidos num casulo estanque à água, dotado de dispositivo normativo de acionamento manual.

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

PETROBRAS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

(iii). Sistema de Controle e Monitoração

O sistema é composto por 5 (cinco) consoles de monitoração:

- Console de Controle de Máquinas
- Console de Controle de Produção
- Console de Controle de Lastro
- Console de Controle de Ancoragem e Dados Ambientais
- Console de Controle da Sala do Piloto

O sistema é mais monitor que atuador. Em termos gerais há redundância em todos os consoles. O console de controle de lastro pode ser operado tanto pelo computador e como pelo painel mímico. Os consoles estão distribuídos em duas salas de controle, uma no interior do "deck box" e outra nos alojamentos, esta última é uma sala de controle integrada. Há, ainda, o que poderíamos chamar de sala do Piloto onde está instalado o console da Sala do Piloto.

Comparando com uma plataforma sofisticada, como por exemplo a Henry Goodrich, este sistema é bem mais simples, mas os painéis de controle dos equipamentos possuem razoável gráu de automação. Por exemplo, o painel de sincronismo dos turbo-geradores é automático e aciona os geradores principais em sequência, de acordo com aumento do consumo elétrico, sincronizando tudo automaticamente. Desta forma, o sistema consegue partir os geradores remotamente, através do painel de sincronismo.

Em resumo, a sofisticação está mais localizada nos painéis de controle de cada equipamento em si do que no sistema computacional que, apesar de importante, é apenas auxiliar.

Há duplicidade generalizada dos meios de acionamento (local e remoto) e do sistema de monitoração (convencional e através do computador). A peculiaridade é que, em geral, o sistema convencional é o principal, e o sistema de controle através do computador é auxiliar. O sistema computacional em si é redundante, com duas salas de controle independentes. Essa característica é bem visível no sistema de lastro e no gerenciamento da geração de energia, com uma sala de controle convencional e duas estações remotas.

(iv). Equipamentos e Sistemas de Perfuração

A plataforma está equipada com os seguintes equipamentos e sistemasde perfuração:

- Torre de Perfuração
- Drill Floor: Somente foi instalado o guincho (CONTINENTAL-EMSCO); demais componentes ainda em fase de instalação.
- Bombas de Lama (CONTINENTAL-EMSCO): 2 bombas instaladas; previsão para uma terceira.
- Unidade de Controle do BOP
- Unidade de Cimentação
- Silos de Cimento/Baritina
- Tanques e Agitadores de Lama

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL CUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

- Bombas de Mistura e Alimentação de Lama
- Sistema de Tratamento de Lama (Peneiras, Dessiltadores, Desareadores, etc.)
- Equipamento para manuseio do BOP
- Suporte para BOP
- Pipe rack
- Tensionadores dos Risers
- O "caison" possui um sistema vertical de manuseio dos "risers" de perfuração, porém, na oportunidade não estava completado.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

3.3.9 Normas e Classificação

O projeto propõe uma unidade "world-wide" em termos normativos, com a aplicação dos códigos internacionais (IMO) e em adição, aplicação das normas norueguesas e inglesas, além das normas de duas Sociedades classificadoras (RINA- Registro Italiano Navale e LRS- Lloyds Register of Shipping).

Estranhamente, não há contato direto com as autoridades norueguesas, nem com uma entidade norueguesa especializada nos complexos regulamentos daquele país, o que deixa em dúvida a conformidade com as regulamenteações do NMD (Norwegian Maritime Directorate) e NPD (Norwegian Petroleum Directorate). Todas as interpretações e suporte técnico estão a cargo do LRS, entidade especialista em sistemas "offshore" do Mar do Norte, setor britânico, mas de expressão reduzida a nível "offshore" mundial.

Isto explica, pelo menos em parte, soluções convencionais adotadas e um alto gráu de redundância dos sistemas. As interpretações das normas internacionais (IMO MODU CODE) são peculiares em alguns pontos.

3.4 Considerações Sobre a Planta de Processo

3.4.1 - Suporte de Risers

A estrutura de suportação existe sómente na popa com capacidade para 8 feixes (bundles) triplos. Os flutuadores tem bom porte, donde não seria difícil arranjar estruturas suportes nos bordos.

Resta o caso da proa, de solucão mais complexa, devido à proximidade dos barcos de salvatagem e dos alojamentos. Parte desses risers poderia ser instalada na proa dos flutuadores, generosamente grandes e altos, o que é favorável, mas um sistema de pull-in especial deveria ser desenvolvido, porque a proa dos flutuadores está excessivamente a vante do convés principal, o que torna impossível um içamento convencional dos risers. Alternativamente um balcão para um número limitado de risers poderia ser arranjado a nível do convés inferior com adição de proteção contra fogo.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

PETROBRÁS
PETROLEO BRASILEIRO S.A.

3.4.2 - Compressão de Gás.

A unidade possui um único compressor de grande capacidade (3 milhões de m3/dia), o que supera a vazão prevista para a PETROBRÁS XIX (2.3 milhões de m3/dia). A adição de um segundo compressor reserva é opcional, e completamente possível em termos de espaço. A adição de uma bomba de água de arrefecimento, embora trabalhosa, é possível, posto que há salas vazias, prevista para propulsores adicionais.

3.4.3 - Tempo de Residência de Separação.

Deve ser estudado por especialistas em plantas de processo, está instalado um sistema de separação em três estágios. Separadores adicionais são possíveis, em termos de espaço.

Um estudo mais detalhado da planta de processo (capacidade nominal 100.000 bbl/dia e 100 milhões de pés cúbicos de gás por dia) é possível através das especificações disponíveis.

3.4.4- Sistema de Bombeio de Exportação

Ainda não instalado a bordo. Há disponibilidade de energia e espaço para bombeio. O sistema previsto inclui bombeio a curta distância (foi mencionado cerca de 3 km), entretanto uma análise mais detalhada a nível de equipamento faz-se necessário.

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

PETROBRÁS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

3.5 Qualidade da Construção

A qualidade da construção do estaleiro Fincantieri é acima da média mundial, tanto na qualidade de soldagem do casco, como quanto aos materiais e mão de obra de acabamento. Há uso intensivo de tubulações de aço inox (sistema de injeção de água) e de parafusos de aço inox, bem como de "anti vibration mounting" na base dos equipamentos principais.

Os materiais de piso (grades etc) são em geral de boa qualidade. As escadas de acesso, suportes de tubulação e bandejas elétricas são bem dimensionados e bem posicionados.

A qualidade da reflete uma prioridade de atendimento de requisitos normativos rigorosos e levam em conta a possibilidade de clientes exigentes. Possivelmente, em muitos ítens, o parâmetro custo tenha sido sacrificado em função de um melhor nível de construção.

. Estágio Atual da Construção.

Dos grandes equipamentos, apenas as partes inferiores dos propulsores azimutais (hélices e tubulões) não estão ainda instaladas, devido à limitação de calado do cais.

As tubulações e cabos elétricos do sistema de geração principal estão praticamente concluidos, restando algumas interligações e o comissionamento. O gerador de emergência e os guindastes já estão operacionais, e o primeiro turbo-gerador estará entrando em operação nos próximos dias.

A parte de pintura está atrasada em relação aos demais ítens, mas praticamente todas as áreas ja estão tratadas e pintadas com shop-primer, faltando as demãos intermediários e de acabamento.

Os alojamentos estão com tubulação e a parte elétrica em estado avançado, mas a forração e mobiliário dependem de conclusão.

A unidade está sendo completada de baixo para cima. Um efetivo de cerca de 800 homens é mantido permanente, e muitos subsistemas são subcontratados a terceiros. É previsto uma conclusão em cerca de oito meses (Julho de 1994).

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

PETROBRÁS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

3.6 Conclusão

Trata-se de uma unidade de grande porte, moderna, construida a partir de um projeto exclusivo. Em termos ténicos, depende de alguns complementos para atender às especificações da PETROBRÁS XIX, o que poderia ser efetivado num prazo de 8 meses de obra, exceto quanto a adição do compressor reserva.

Em termos gerenciais, fomos informados de que os débitos ressarcíveis montam a cerca de 150 milhões de dólares, e os 200 milhões de dólares restantes provém de subsídios do governo italiano, sobre os quais não obtivemos maiores detalhes.

Os subsídios governamentais implicam no uso de bandeira italiana, ou pelo menos na manutenção de proprietário italiano por determinado período. Isto requer certa porcentagem mínima de tripulação italiana e de cidadãos da C.E.E., totalizando cerca de 10 pessoas, também obrigatórios por determinado período de tempo.

A S.A.N.A (Societá Armamento Navi Appogio) é uma SPC (Special Purpose Company). Conforme informado verbalmente, há grande interesse por parte das companhias envolvidas (SANA e Fincantieri) em obter algum tipo de contrato para essa unidade, pois isto implicaria na continuação das operações do estaleiro, com provável construção de outra unidade (possivelmente com o mesmo projeto simplificado, o que implicaria menores custos), com financiamento subsidiado pelo governo italiano.

Ainda, conforme informado verbalmente, a continuação dos subsídios tem que ser definida até março de 1994, data a partir da qual as prestações dos financiamentos não subsidiados (empréstimos tomados de bancos árabes) começam a ser devidas.

Fomos informados que os risers, manifolds submarinos e árvores de natal molhadas estão incluidos no projeto e também poderão usufruir do subsídio se adquiridos até março de 1994.

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

PETROBRAS
PETROLEO BRASILEIRO S.A.

4 Comentários Finais

As duas unidades visitadas, dentre as unidades possíveis, são os casos extremos do ponto de vista técnico. Do ponto de vista de arquitetura (área e capacidade de carga), ambas são adequadas ao campo de Marlim (PETROBRÁS XIX), entretanto os estágios de construção são completamente diversos.

A Deep Sea Odyssey, é pouco mais que um casco e necessita de grandes investimentos para sua complementação, em contrapartida oferece grande flexibilidade de adaptação e a efetivação de um projeto que atenda às preferências técnicas e operacionais da PETROBRÁS. Do ponto de vista gerencial prevemos dificuldades dessa unidade competir em preço e prazo com uma terceira alternativa (digamos com uma unidade existente de perfuração já amortizada), porque os equipamentos e mão de obra agregados serão pagos a valor presente. A aceitação de equipamentos usados recondicionados (com idade máxima igual à da plataforma ou menos antigos) em parte minimiza o problema. Em todo caso, numa possível licitação, essa competitividade constitui, sem dúvida, um desafio à capacidade do proponente.

A Spirit of Columbus, é uma unidade nova em fase final de construção, entretanto as características de sua planta de processo apresentam diferenças significativas em relação às necessidades da Companhia, quando comparamos com as bases de projeto da PETROBRÁS XIX (ver Anexo I). As modificações e ampliações necessárias são tecnicamente possíveis, mas implicam em custos adicionais. Tecnicamente apresenta pouca flexibilidade de adaptação em relação a maioria dos sistemas. Gerencialmente é temerário tirar conclusões sobre o possível preço de venda dessa unidade, uma vez que o repagamento dos subsídios governamentais italianos não está claro. Certamente o preço de construção efetivamente pago, pelo atual proprietário, ultrapassa os US$ 350 milhões, aos quais serão acrescidos os custos das modificações e ampliações necessárias. A competitividade dessa unidade em prazo é muito boa, mas em preço, vai depender do montante de subsídios a ser assumido, a fundo perdido, pelo governo italiano, pois o custo de uma unidade existente convertida (completa e com a planta de processo) está estimada em valores substancialmente inferiores.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

Rio, 22 de Novembro de 1993.

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Edwal F. Paiva Filho
DEPRO/DIVAP/SENAV

Edson Luíz Megale Vale
DEPER/ SETEN

Adilson Araujo
SEGEN/EMCOP

Fernando Neder
CENPES/DIPREX/SEPRE

PETROBRÁS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

ANEXO I

Considerando as Bases de Projeto já definidas para a PETROBRÁS XIX, alguns aspectos e filosofias operacionais devem ser adaptados à plataforma SANA 15000, caso esta seja utilizada em Marlim.

- planta de processo consta apenas de 1 trem de separação, enquanto as bases exigem 2 trens de 50%.

- surge tanque não é adequado para a capacidade de produção de 150.000 bopd.

- é necessário realizar uma avaliação dos dados básicos quanto a pressões, temperaturas, tempo de residência, composição dos fluídos, etc., e uma possível adaptação da planta de processo deve ser efetivada.

- o sistema de bombas de transferência de óleo previsto (mas não instalado) não atende às necessidades de exportação da produção da P-XX e da P-XIX (150.000 BOPD, EXPORTANDO PARA TERRA).

- não consta turbo-compressor de reserva (Filosofia Operacional)

- o óleo de Marlim exige temperaturas elevadas, sendo necessário aumentar o aquecimento da produção.

- é necessário incluir um sistema de gás-lift (compressor e manifold), bem como lançadores e recebedores de pigs para linhas de exportação.

- deverá ser avaliado se o sistema de injeção de água está compatível para a pressão requerida de estimulação do reservatório (150 kgf/cm^2) e a vazão requerida (24.000 m^3/d), sendo, possivelmente, necessário realizar algumas adaptações no sistema.

- deverá ser introduzido o sistema de e queima de gás (tocha, flare, vasos) adequado a capacidade de produção (2.100.000 Nm^3/d).

- deverá ser instalada a suportação das linhas flexíveis nos costados dos flutuadores, juntamente com a tubulação até o convés, além dos suportes no convés, na proa e popa da plataforma, bem como prever facilidades para o sistema de pull-in.

- é provável que haja necessidade de incluir sistemas para evitar parafinação do óleo e tratamento do óleo na plataforma.

- o helideck foi projetado para helicópteros Sikorsky S-61 e não para S-61N.

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

PETROBRÁS
PETROLEO BRASILEIRO S.A.

FOTOGRAFIAS

"DEEP SEA ODISSEY"

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

316

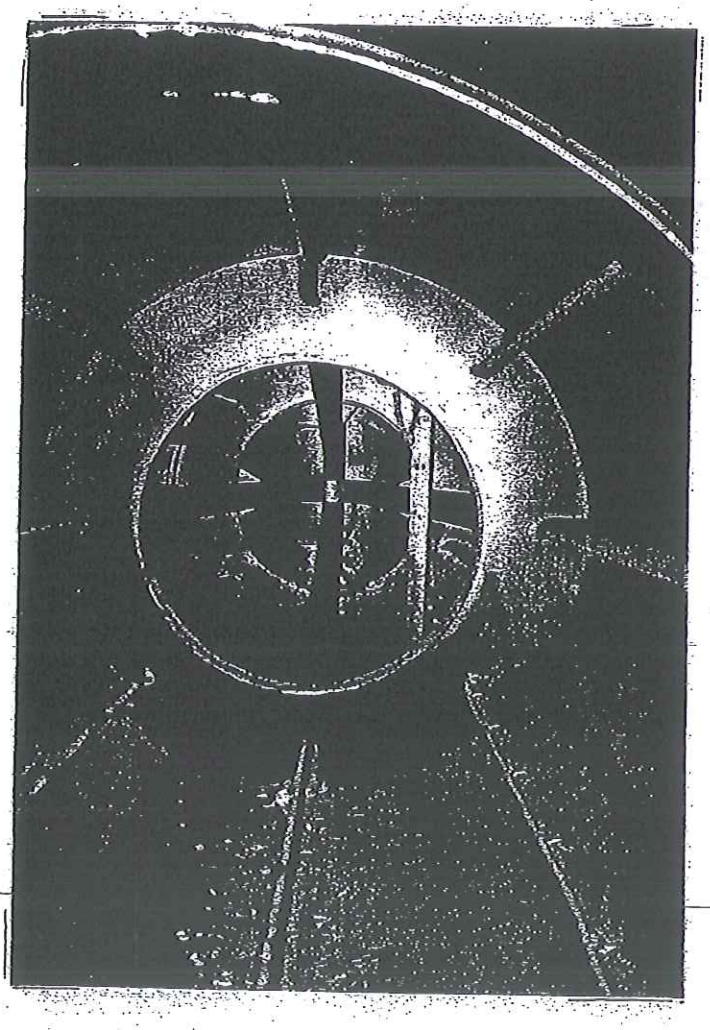


Foto 15: Detalhe estrutural interno ao "bracing" horizontal a ré

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

5163

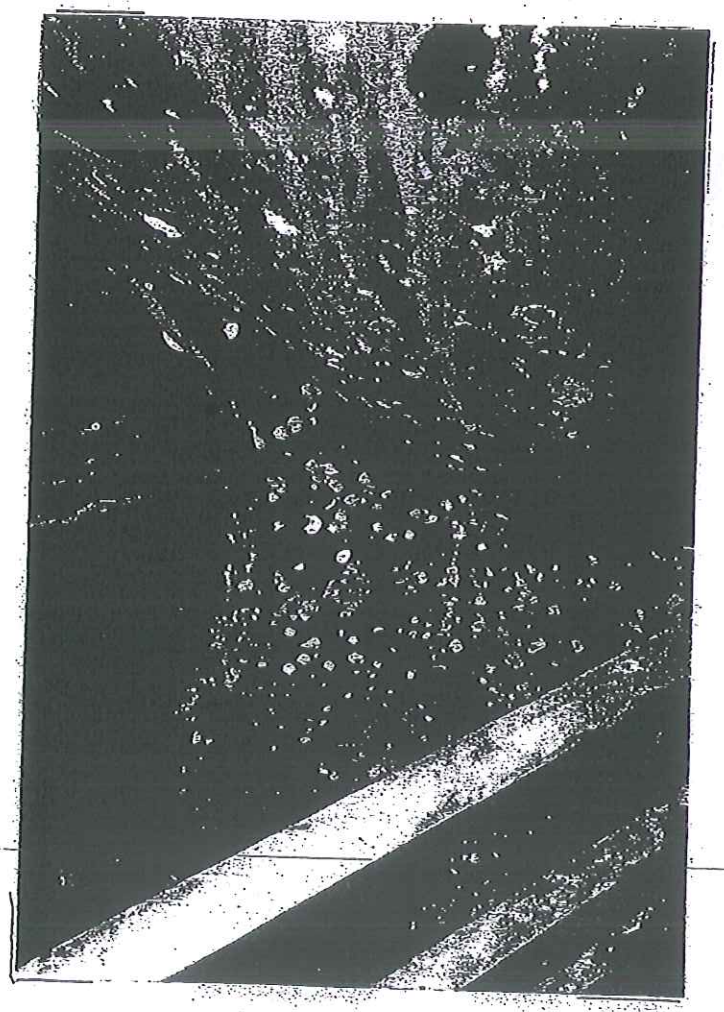


Foto 16: Detalhe da conexão dos "bracings" com uma coluna intermediária

É CÓPIA FIEL DO PROCESSO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

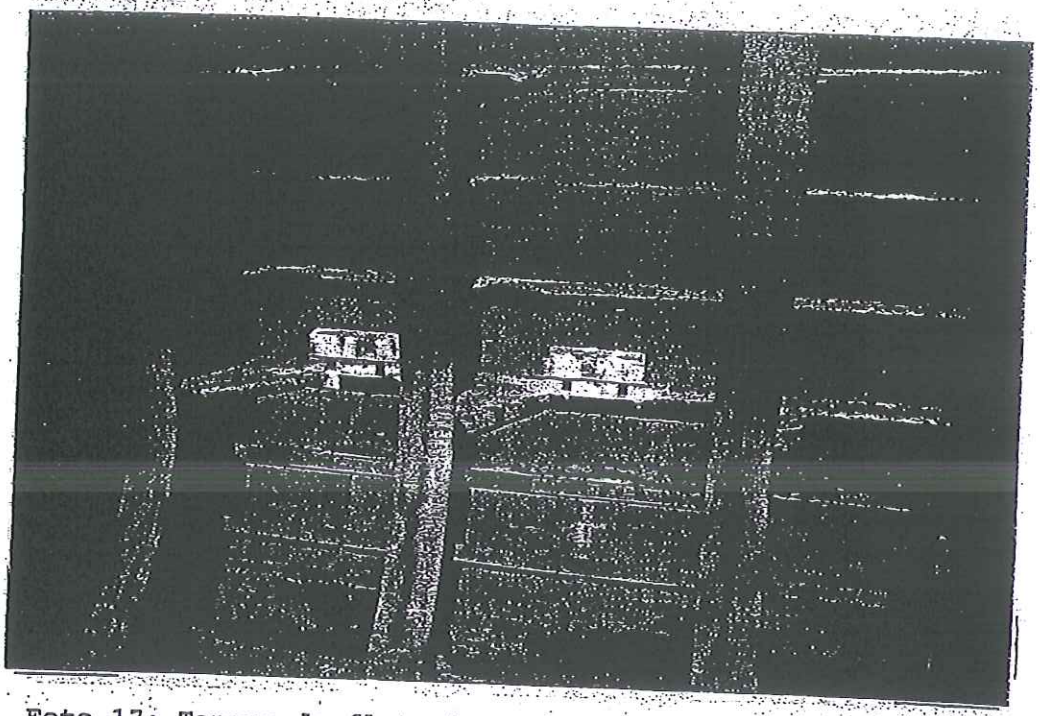


Foto 17: Tanque do flutuador, mostrando anodos de sacrifício

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

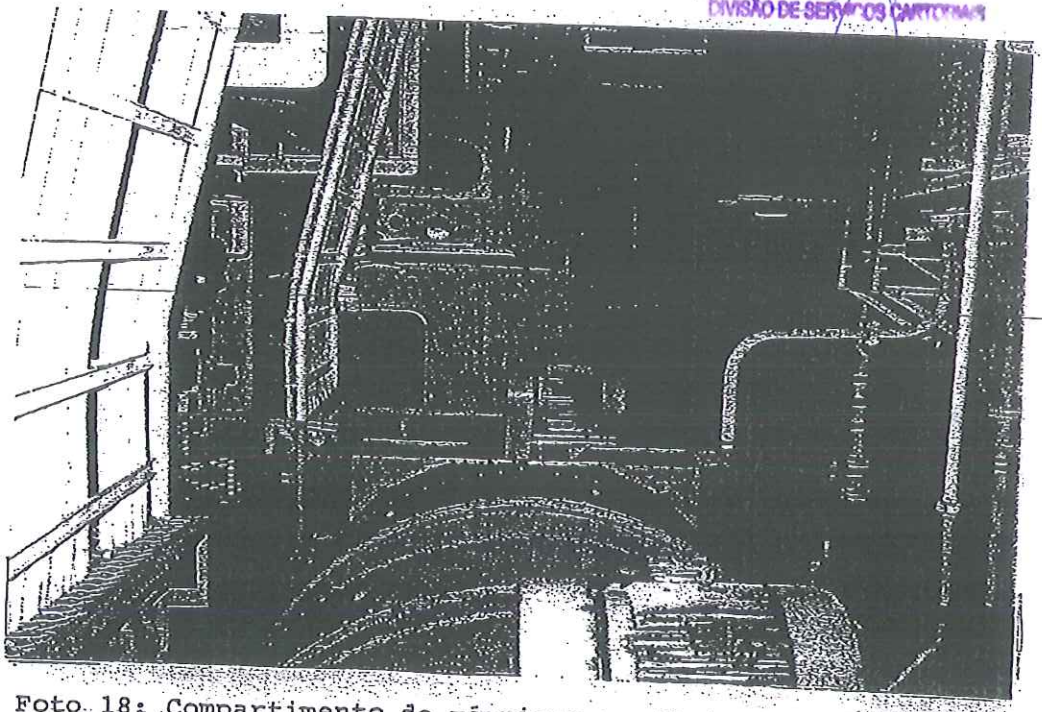


Foto 18: Compartimento de máquinas no flutuador bombordo, mostrando um dos propulsores

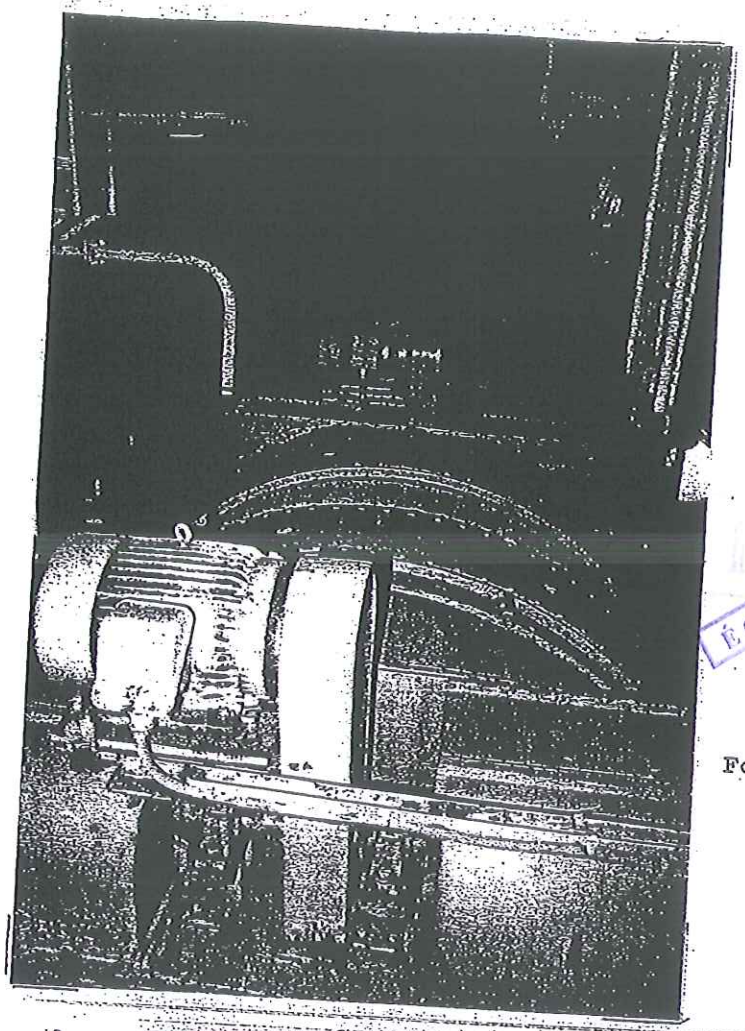


Foto 19: Compartimento de máquinas no flutuador de bombordo, mostrando um dos propulsores

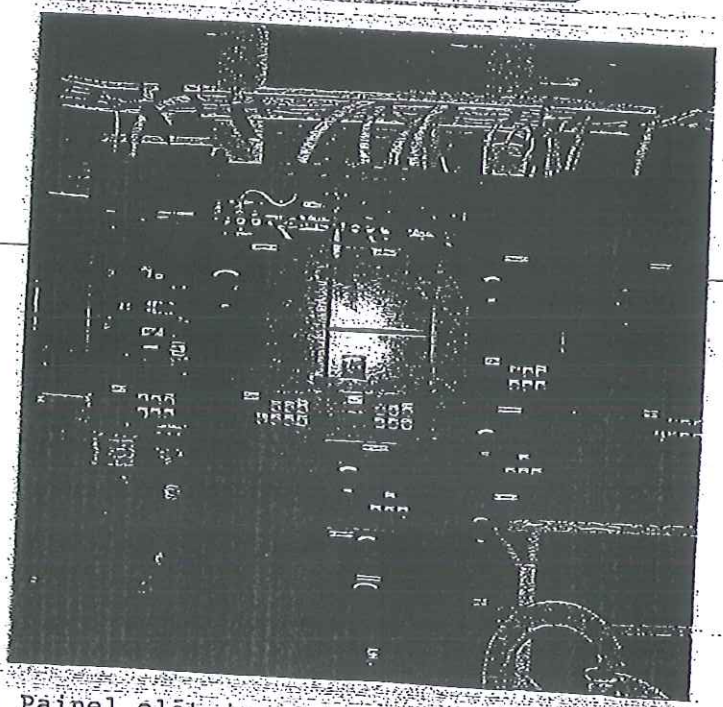
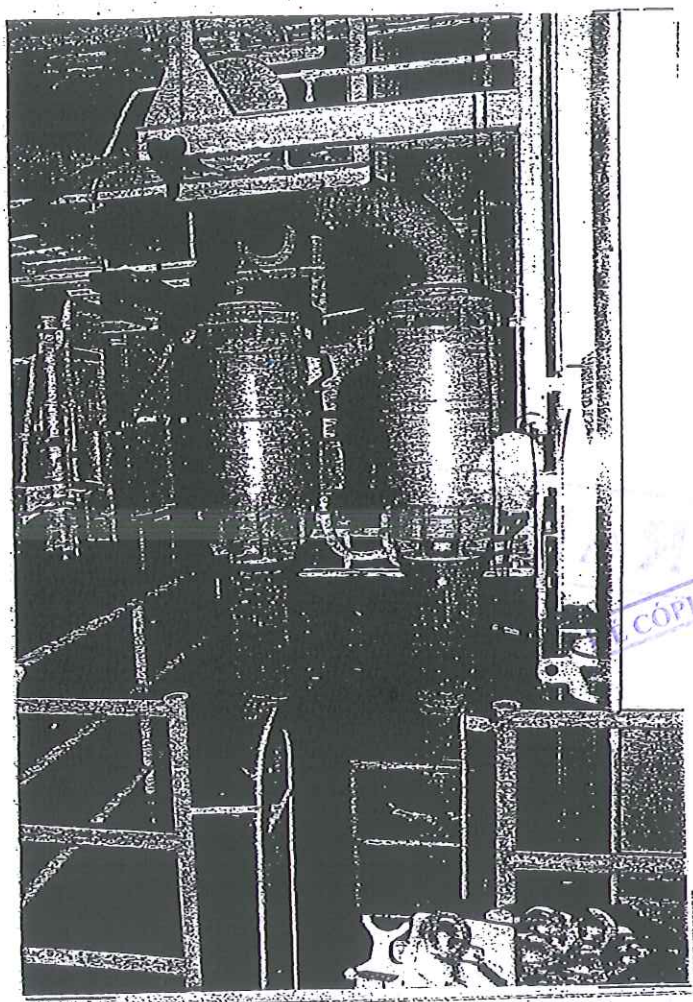


Foto 20: Painel elétrico da Sala de Bombas no flutuador de bombordo

É CÓPIA FIEL
JOSÉ CARLOS PINENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

317



CÓPIA FIEL DO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

Foto 21: Bombas de lastro no flutuador de bombordo

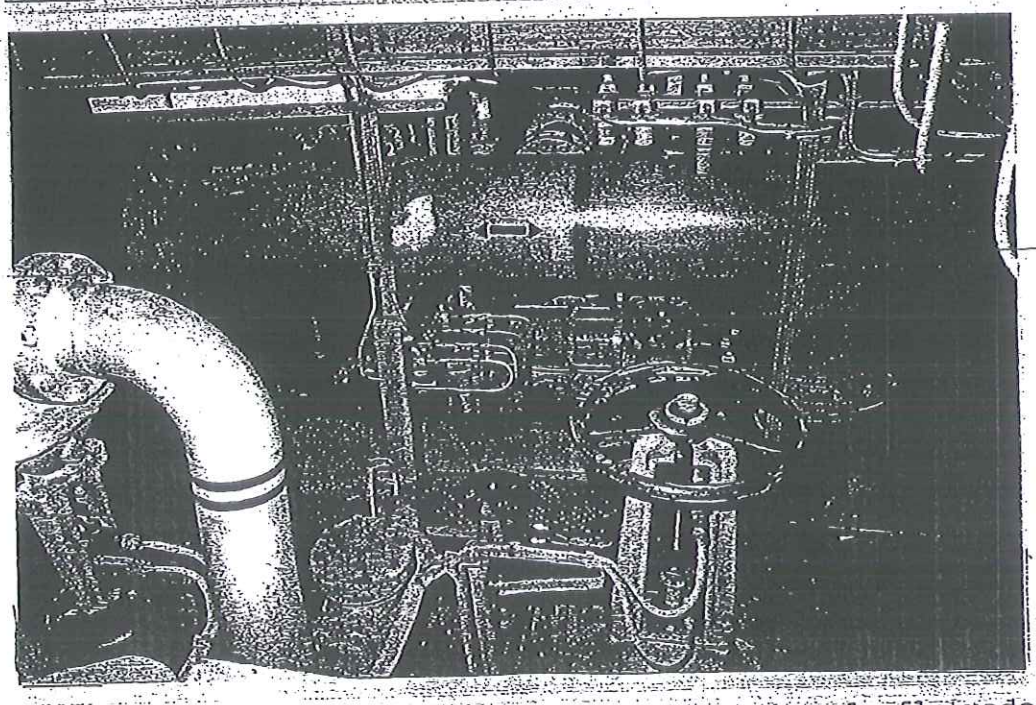


Foto 22: Detalhe da tubulação na Sala de Bombas do flutuador BB, mostrando parte do sistema pneumático de acionamento das válvulas

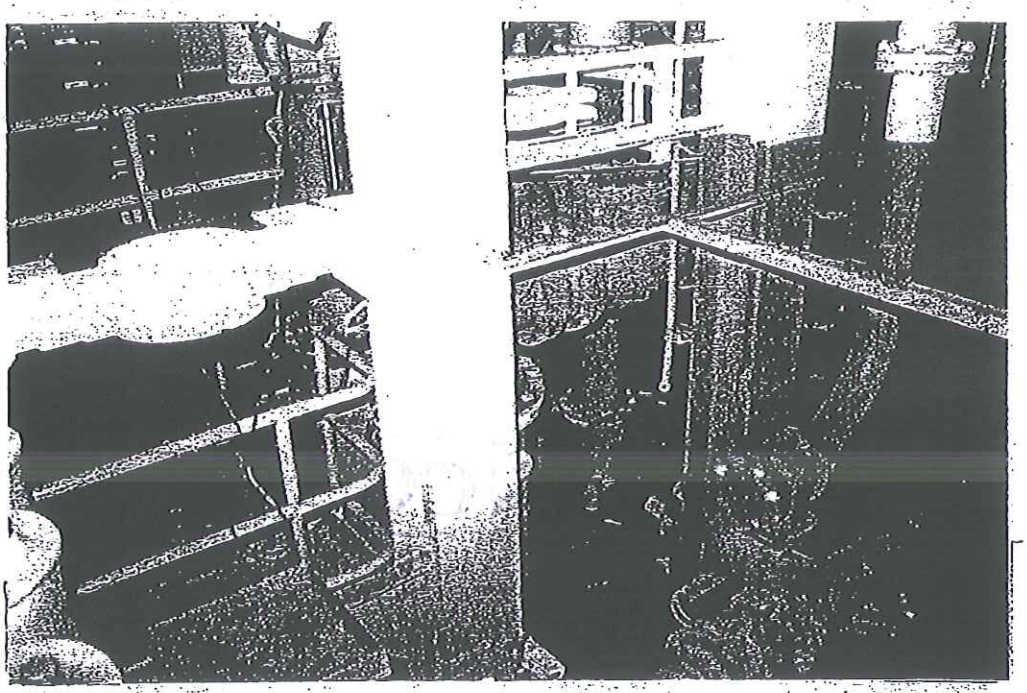


Foto 23: Detalhe da tubulação na Sala de Bombas do flutuador BB

É CÓPIA FIEL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL QUEIROZ
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

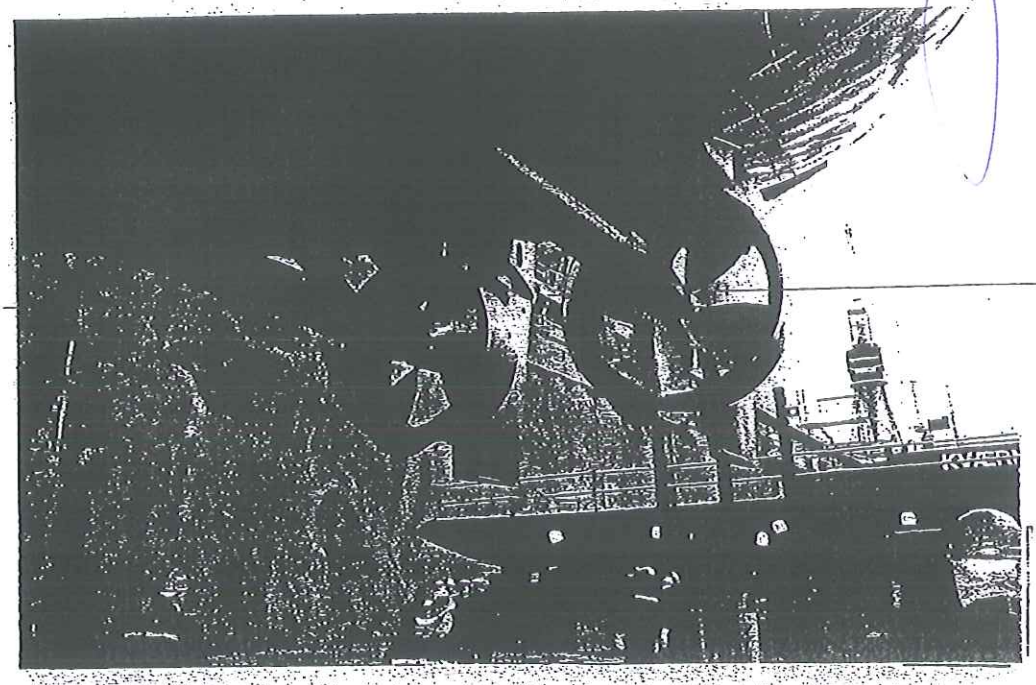


Foto 24: Vista externa dos propulsores no flutuador de boreste

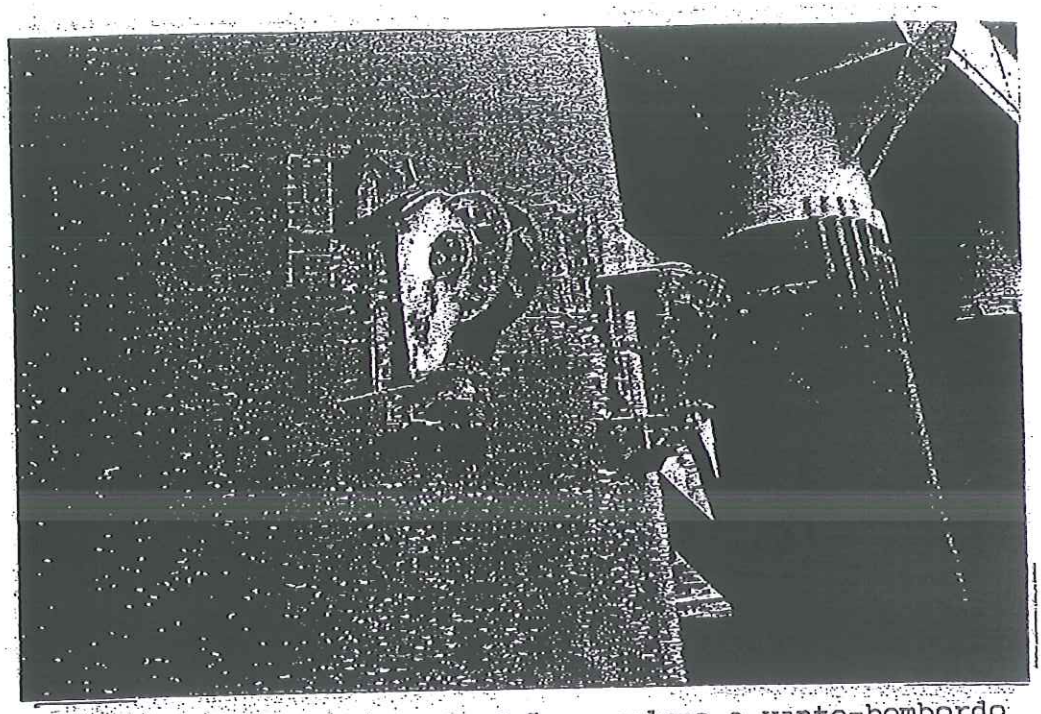


Foto 25: Vista dos "fairleads" na coluna a vante-bombordo

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUERRÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

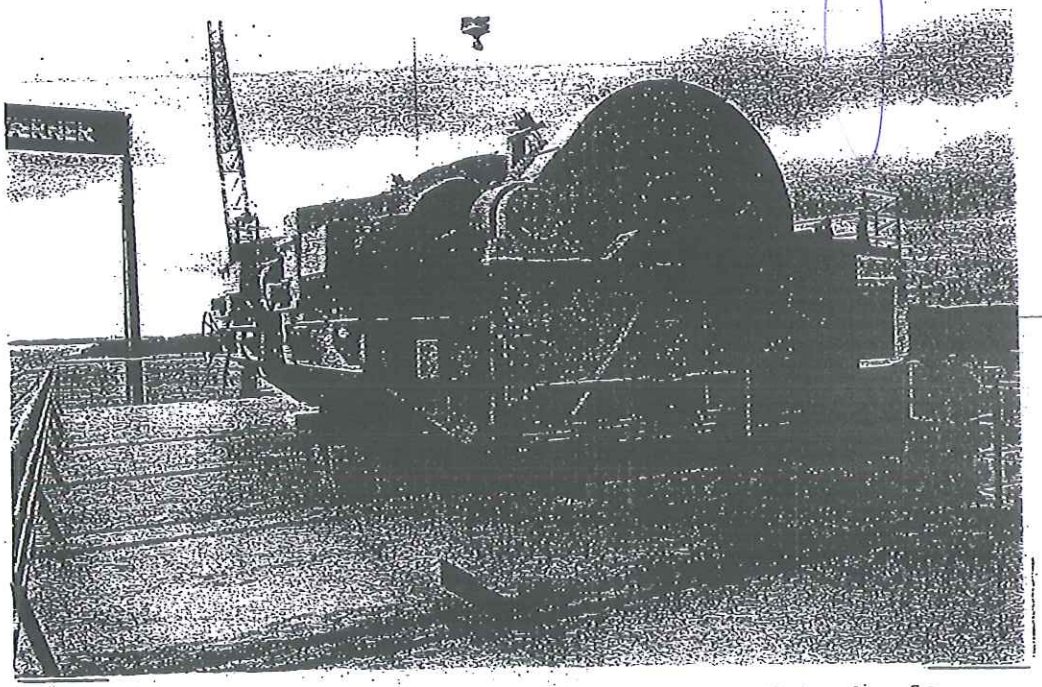


Foto 26: Vista dos guinchos de ancoragem a ré-bombordo



Foto 27: Vista da casaria e antepara longitudinal a bombordo

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

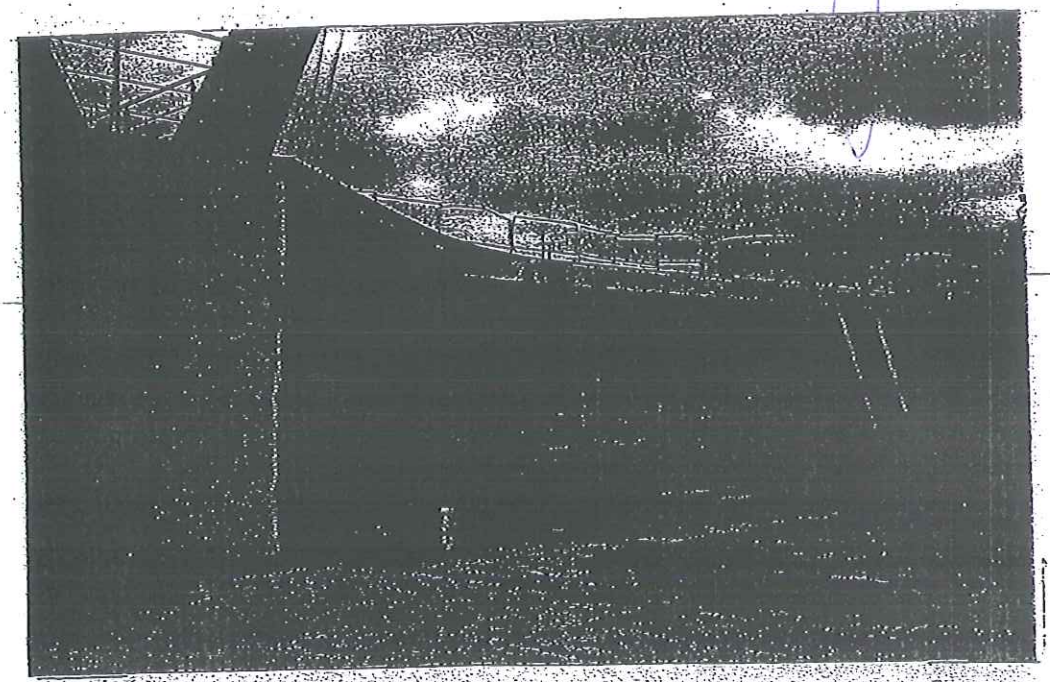


Foto 28: Vista da antepara longitudinal BB, mostrando parte do caixão de ré e suspiros dos tanques

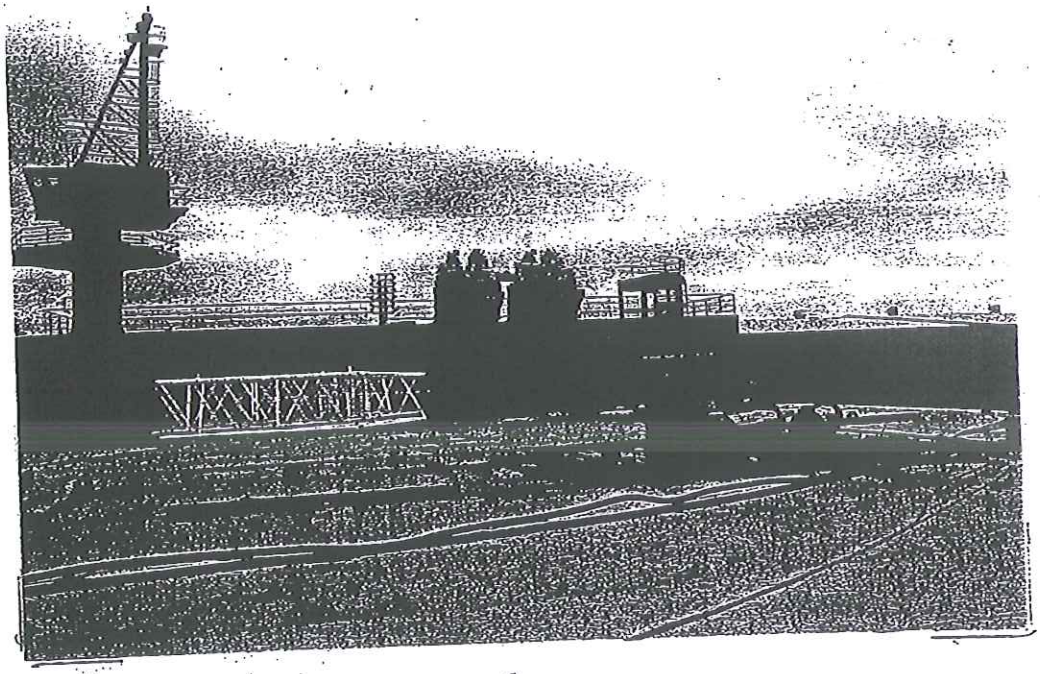


Foto 29: Vista geral do convés

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

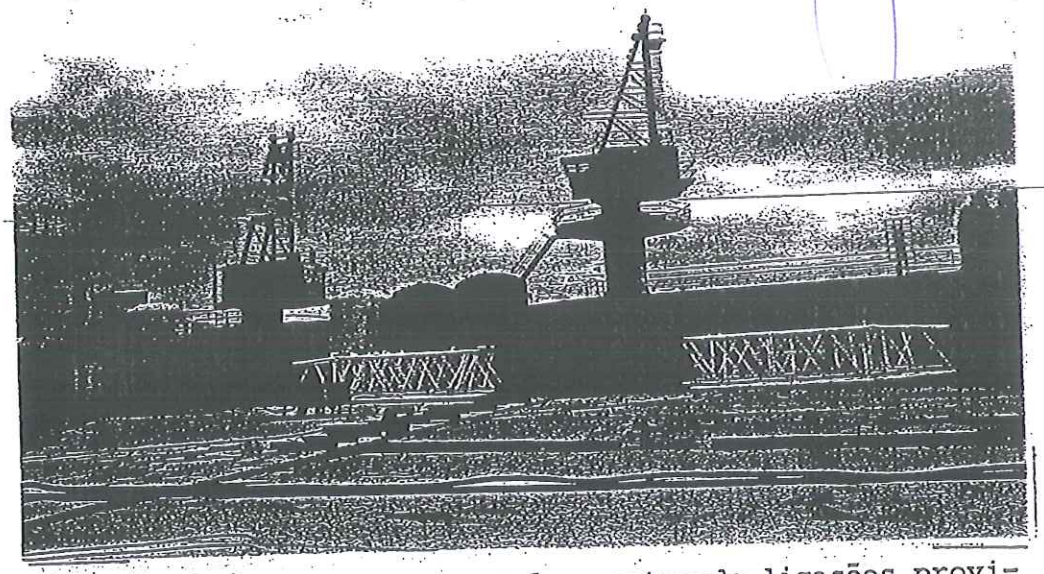


Foto 30: Vista geral do convés, mostrando ligações provisórias dos painéis do convés

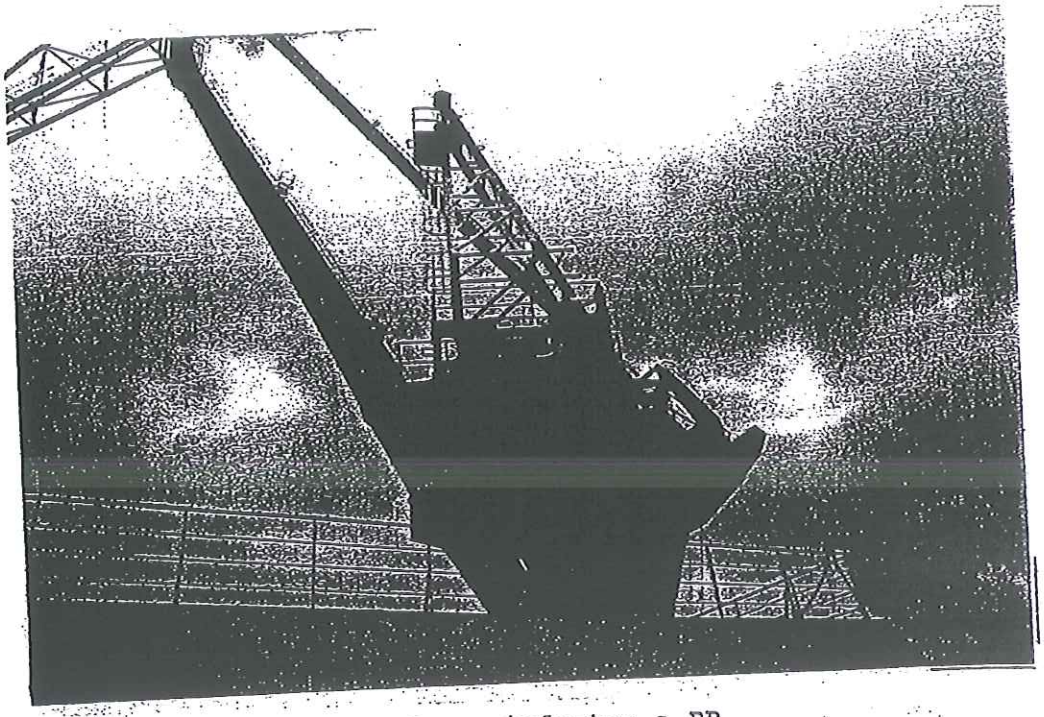


Foto 31: Vista de um dos guindastes a BB

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL SUBTIL
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

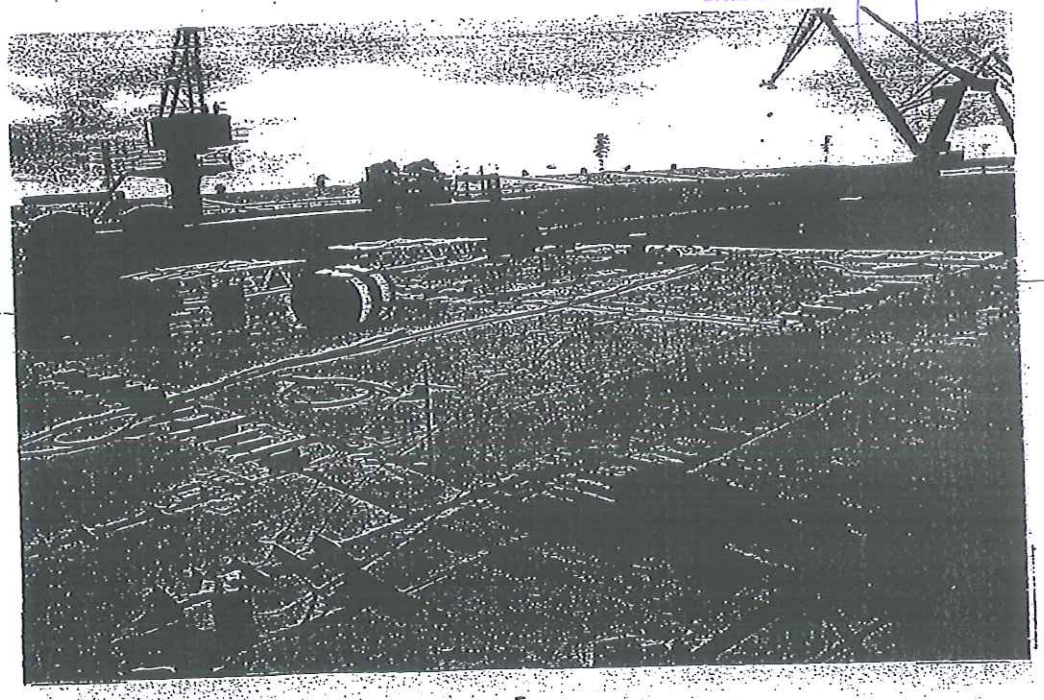


Foto 32: Vista geral do convês

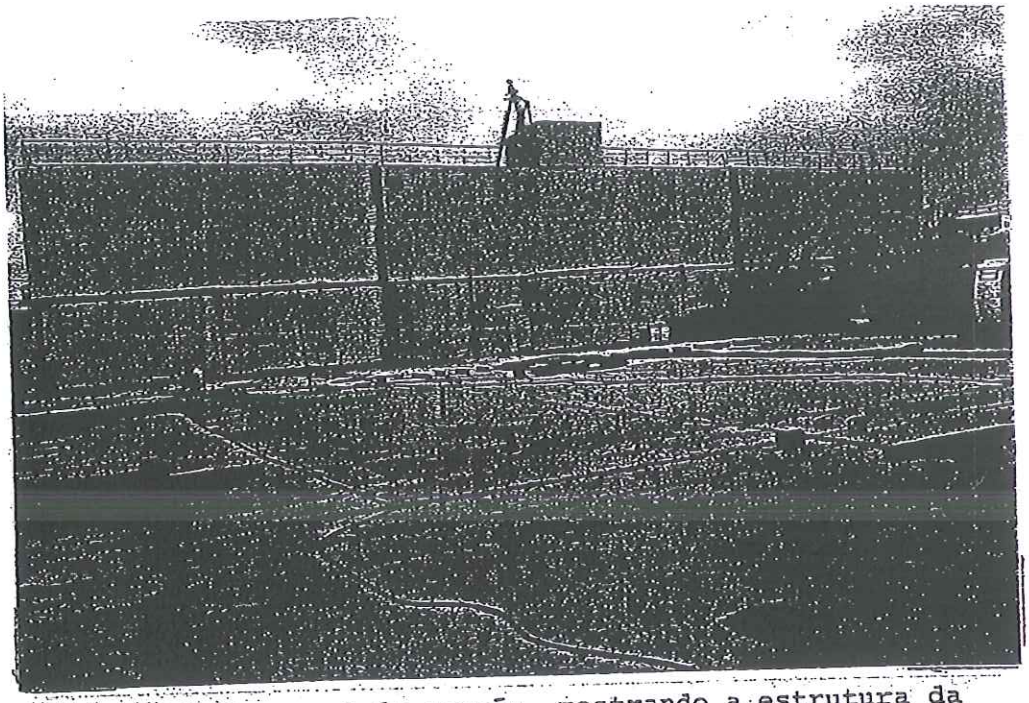


Foto 33: Vista geral do convés, mostrando a estrutura da casaria

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

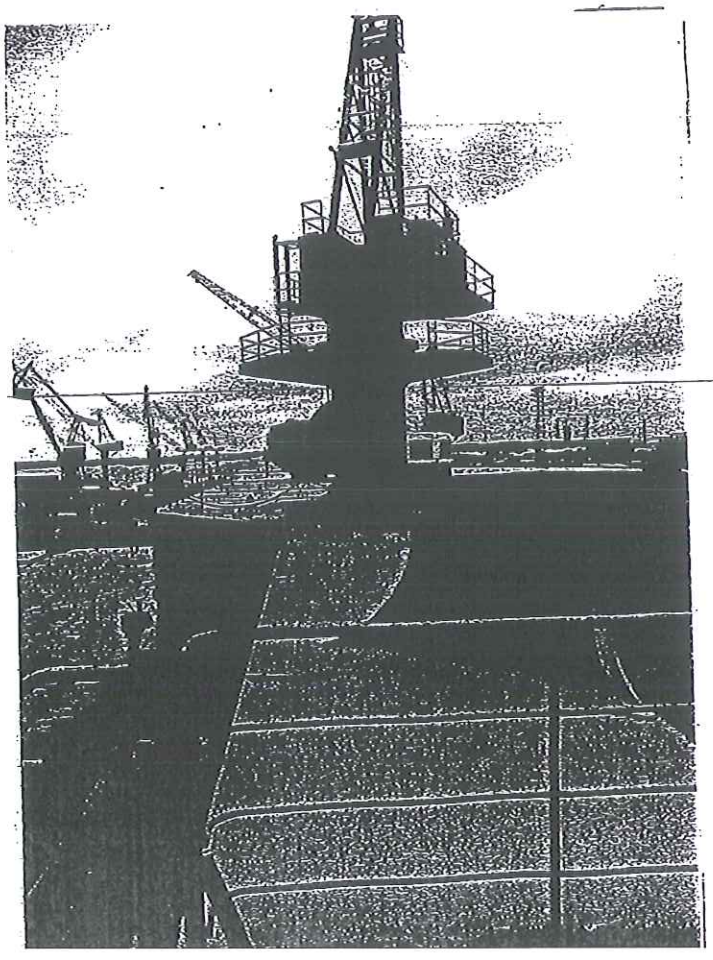


Foto 34: Vista da parte superior da antepara longitudinal a BB

PETROBRÁS
PETROLEO BRASILEIRO S.A.

FOTOGRAFIAS

" SPIRIT OF COLUMBUS "

(SANA 15000)

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL QUISMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

317
É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

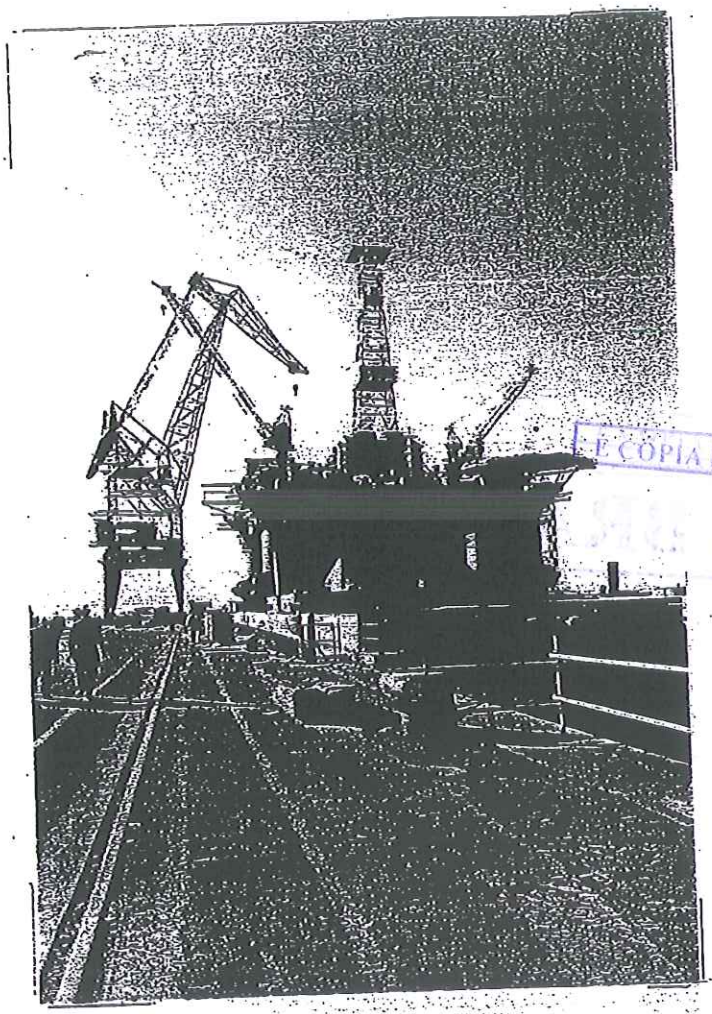


Foto 1:Vista geral da plataforma

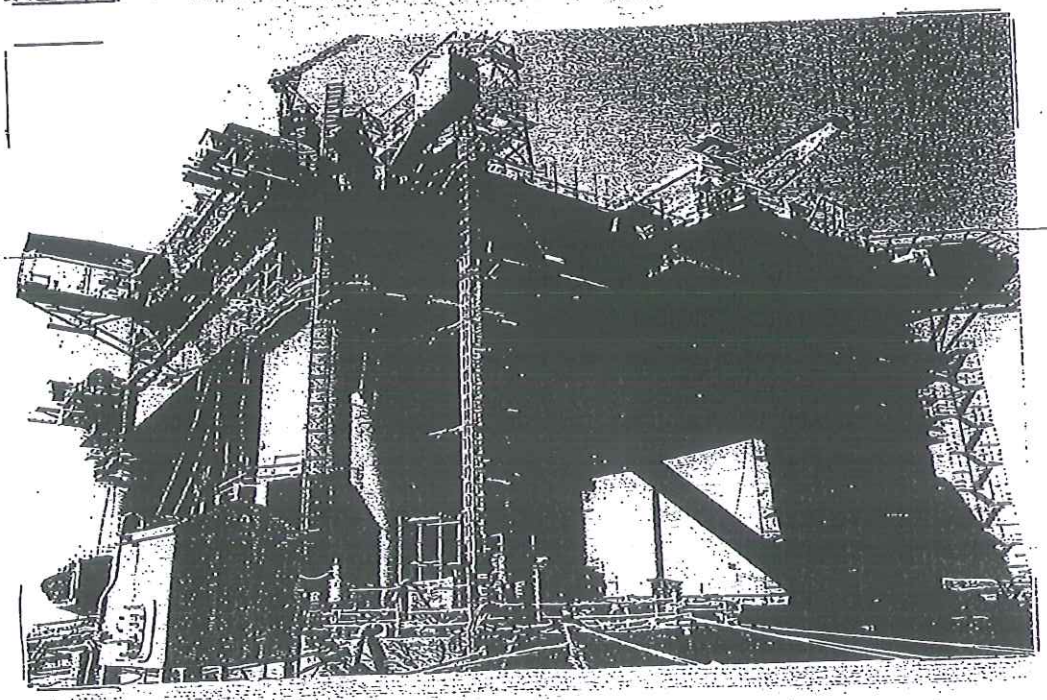


Foto 2: Vista geral da plataforma

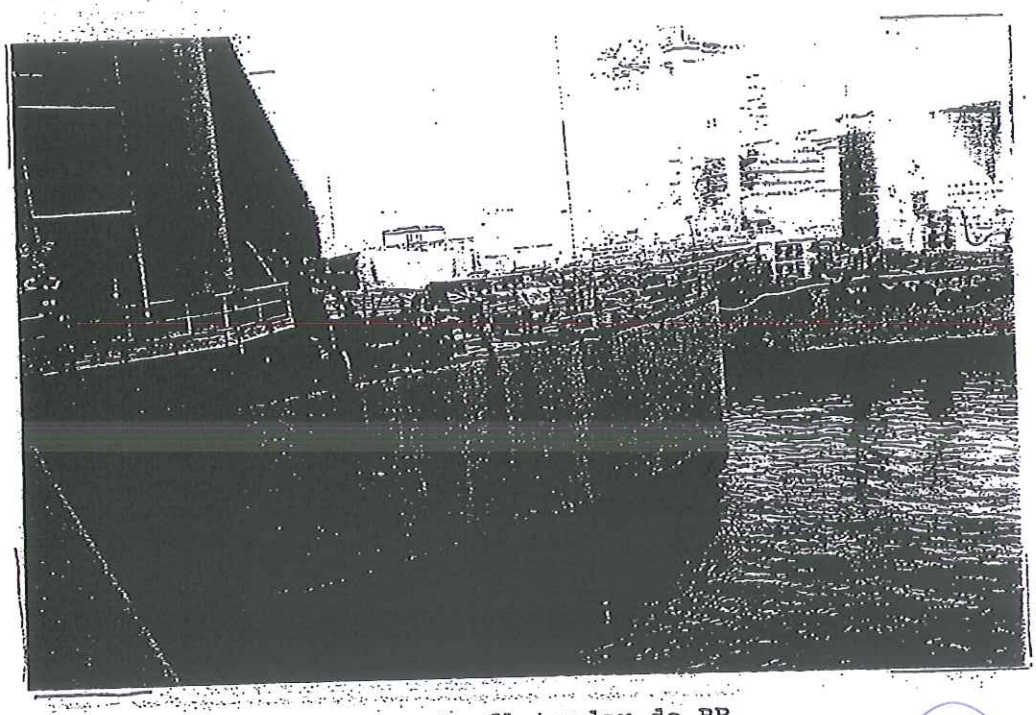


Foto 3: Detalhe da proa do flutuador de BB

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL OLIVEIRA
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

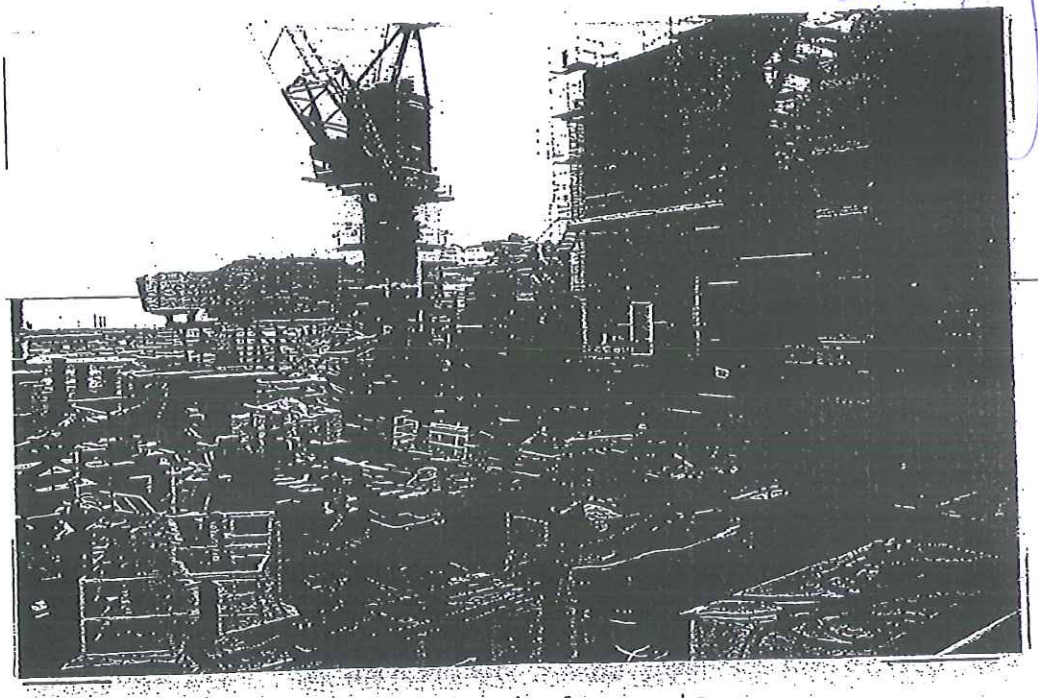


Foto 4: Vista do convês principal a vante

3451

CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

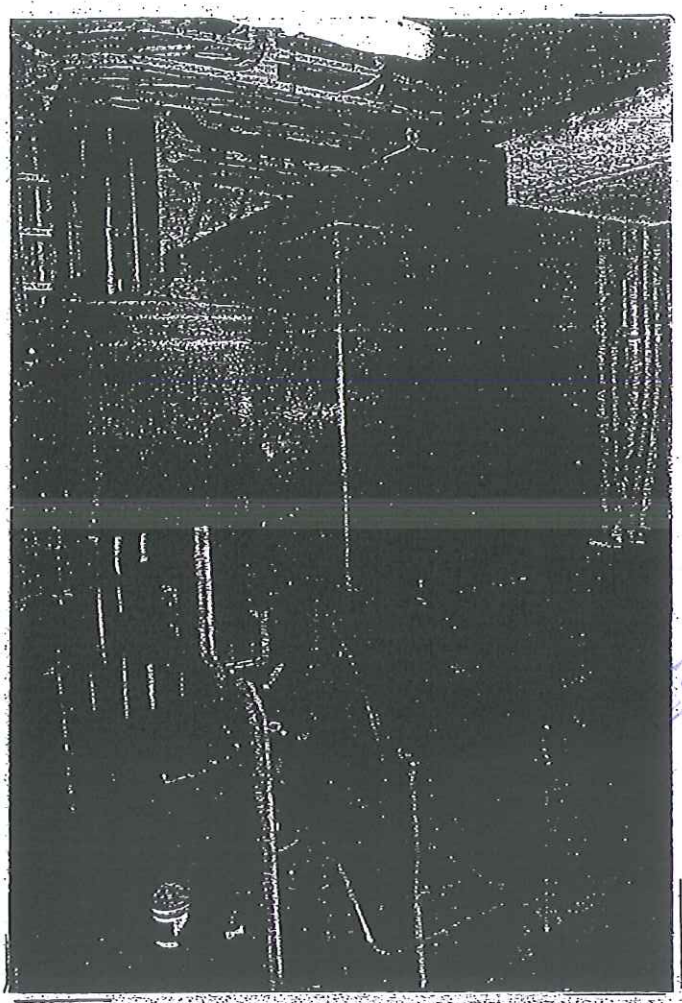


Foto 23: Gerador de emergencia

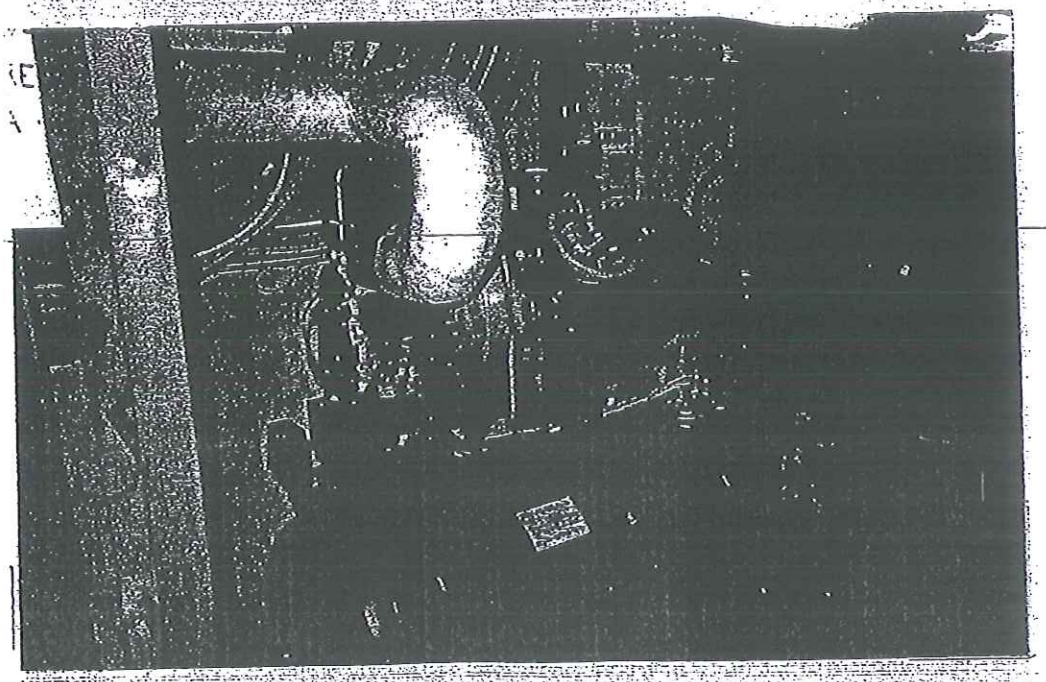


Foto 24: Compressor de partida do moto-gerador de emergencia

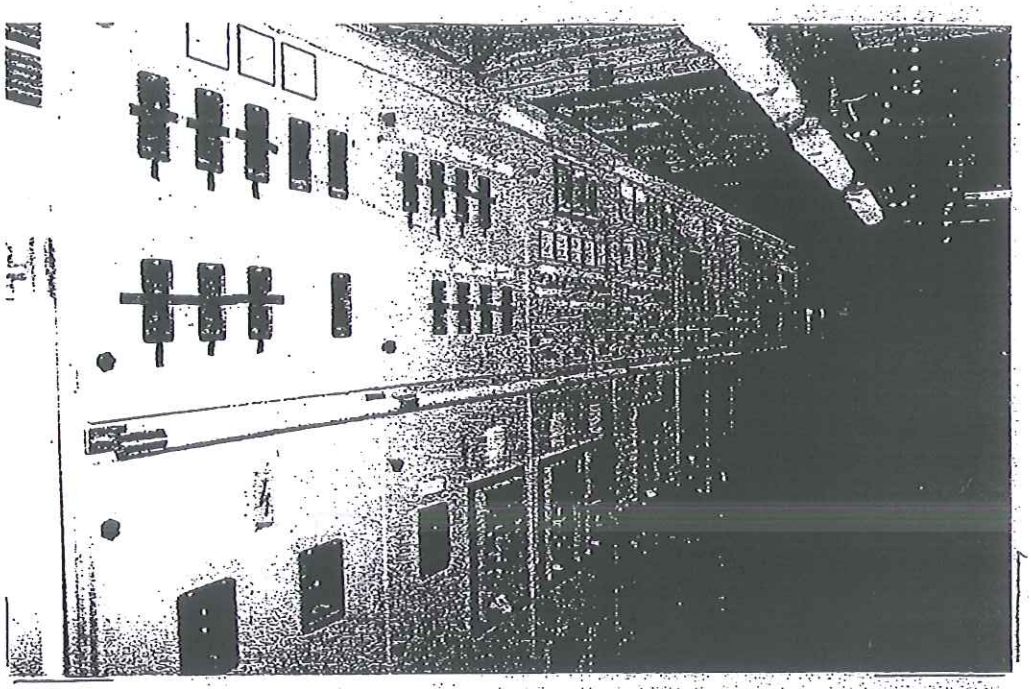


Foto 25: Painel elêtrico principal

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

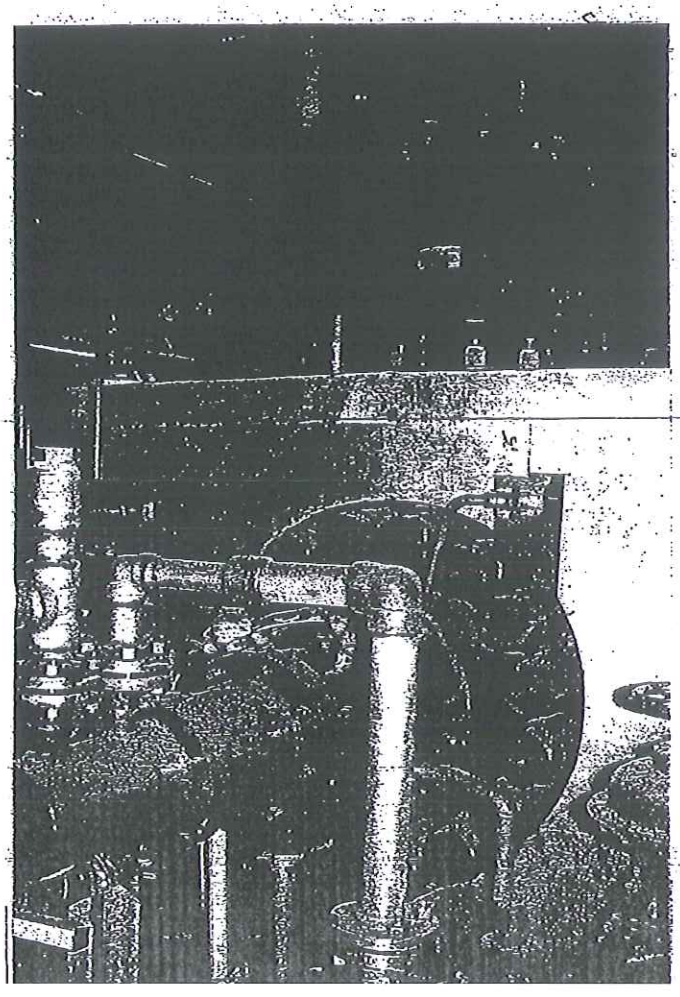


Foto 26: Bomba de injeção de água salgada instalada no flutuador(BB/BE)

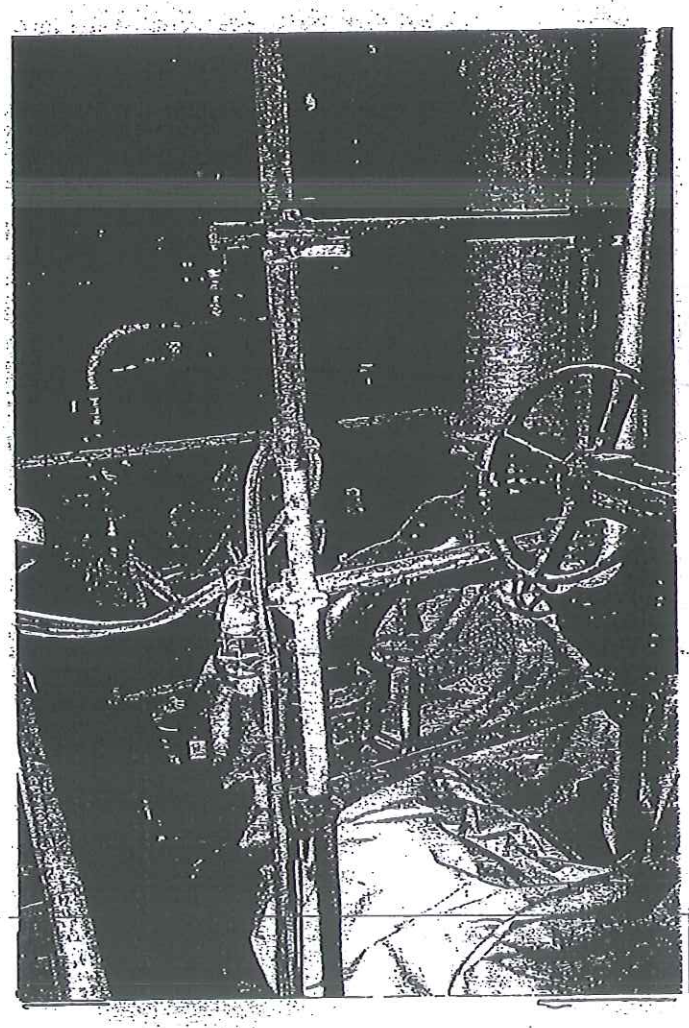


Foto 27: Bombas de água salgada (refrigeração/incendio)

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

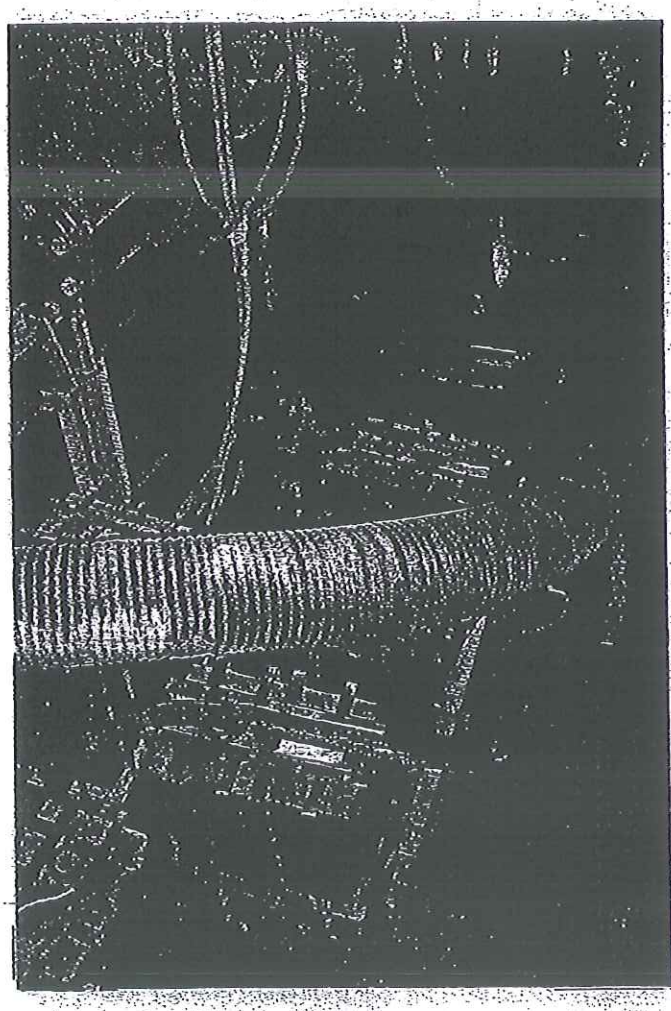


Foto 28: Vista dos acionadores das válvulas no flutuador

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

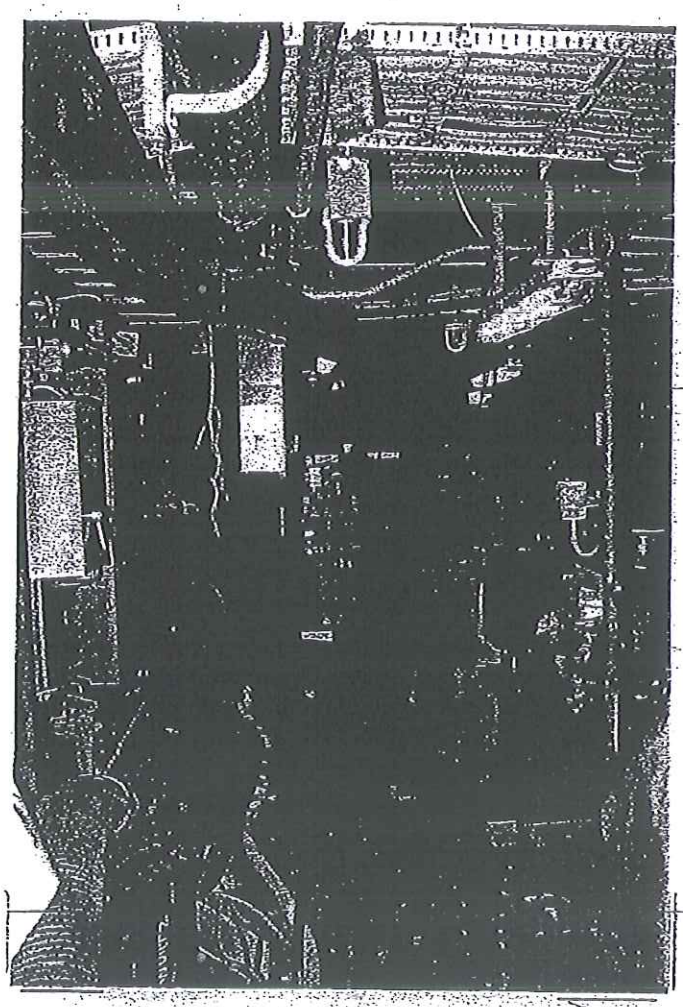


Foto 29: Vista da sala de bombas no flutuador

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

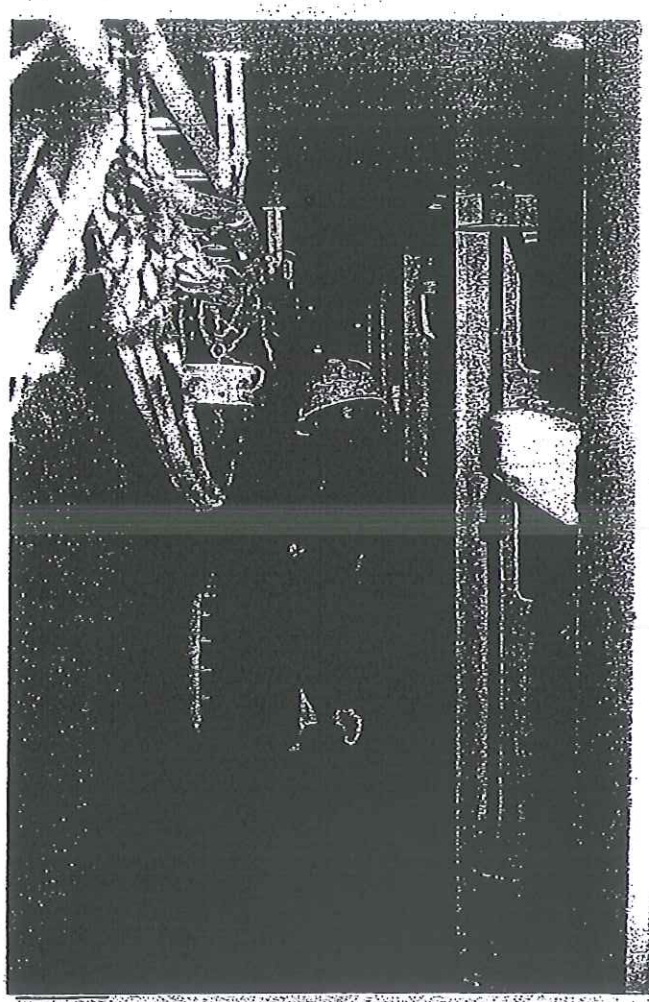


Foto 30: Tunel de acesso entre os compartimentos de máquinas do flutuador e acesso aos tanques

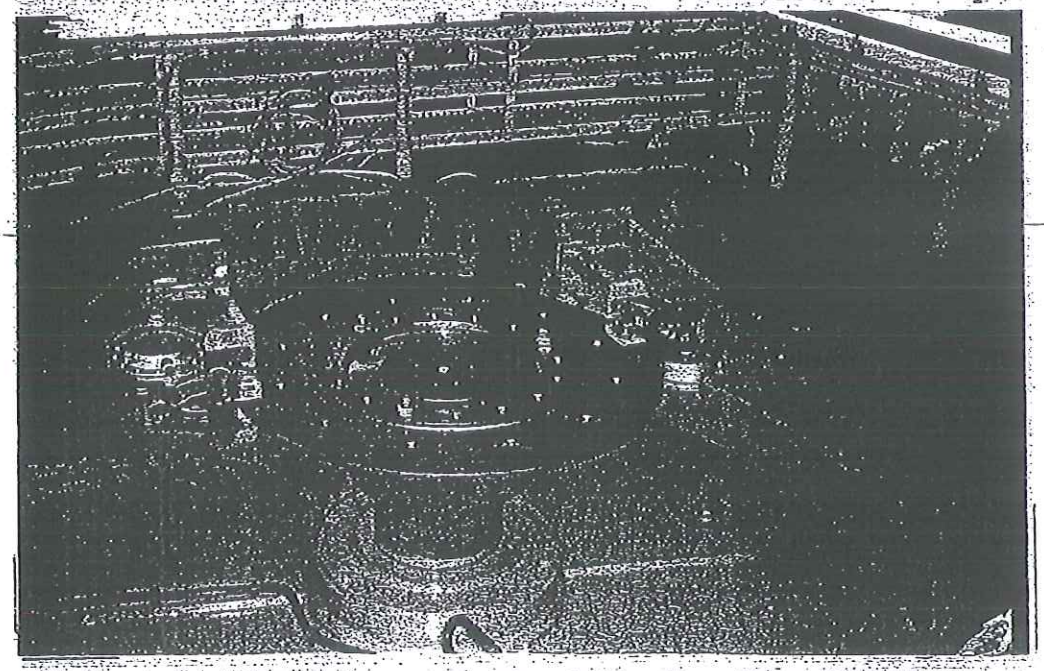


Foto 31: Detalhe do acoplamento de um dos "thrusters"

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

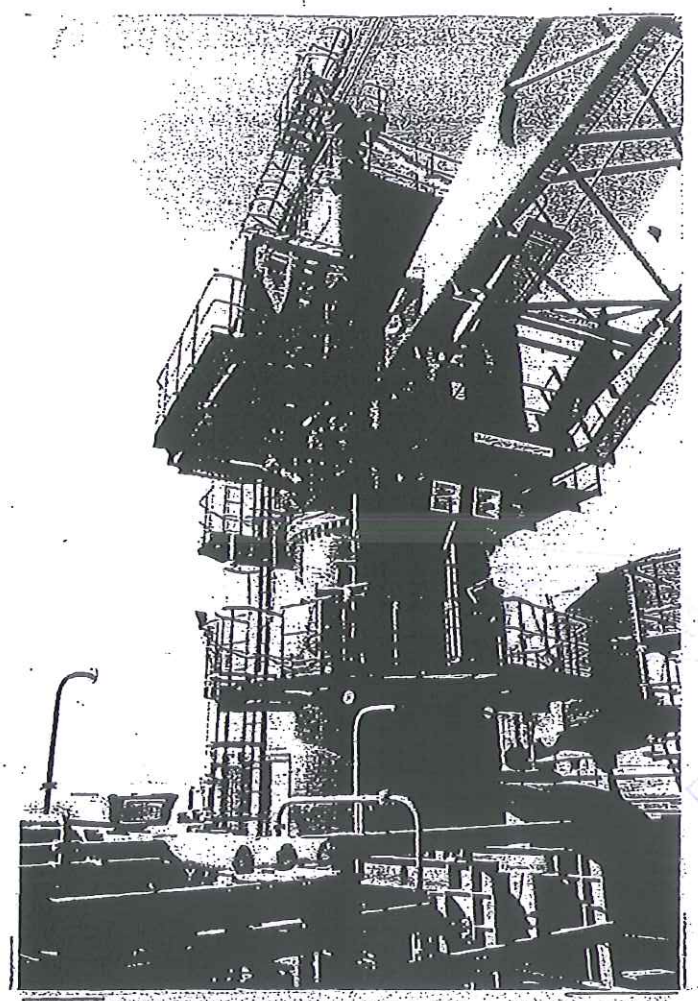


Foto.21: Vista do guindaste de BE

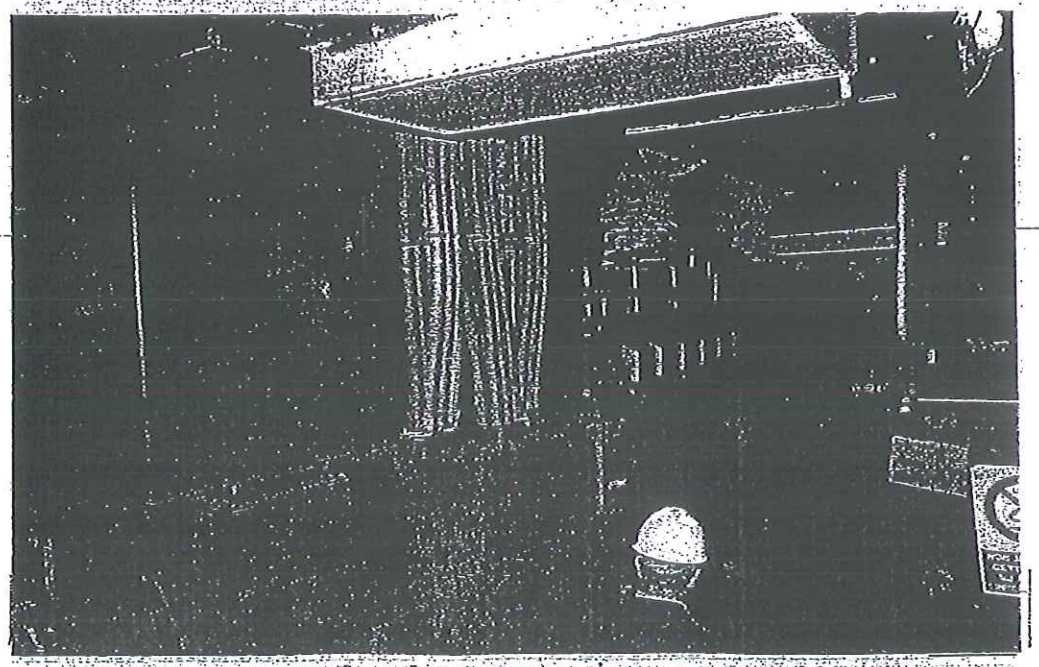


Foto 22: Moto-gerador de emergencia

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

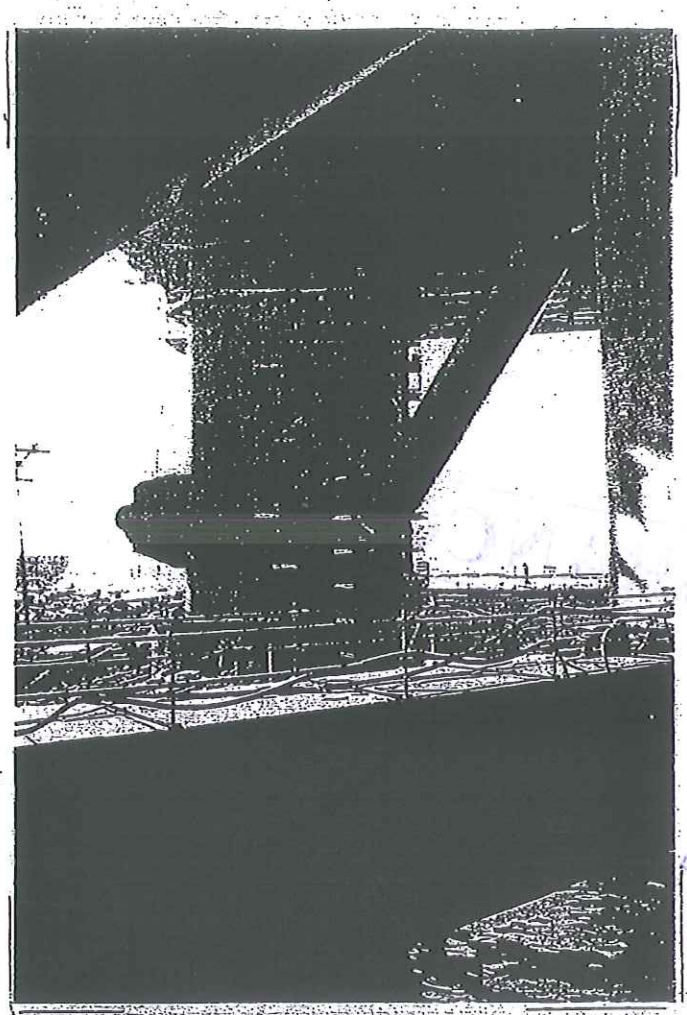


Foto 5: Vista da conexão coluna-bracing(ré-BE)

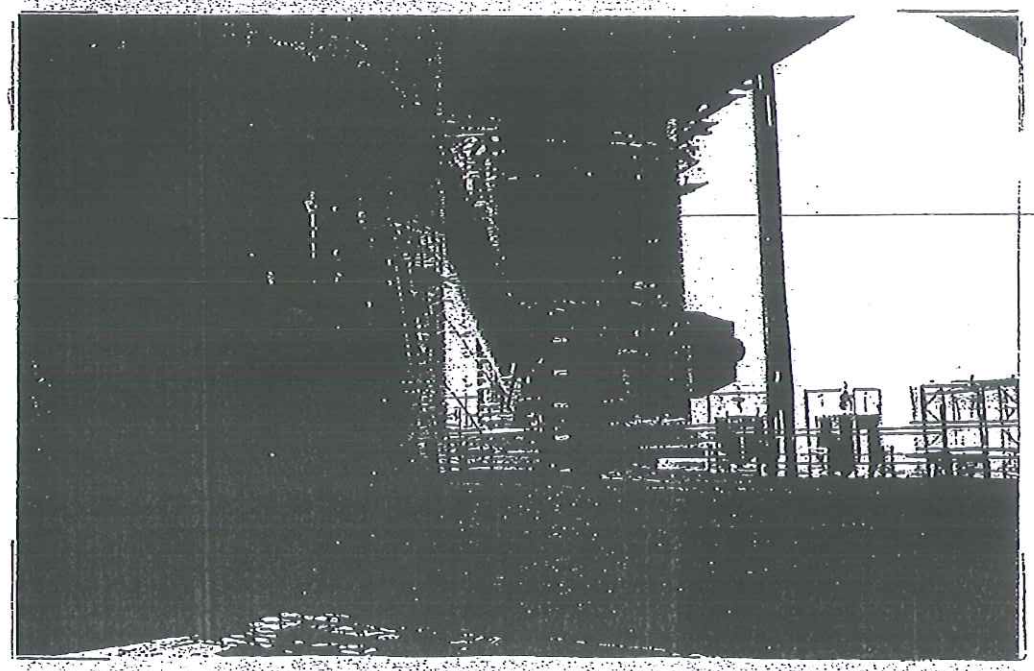


Foto 6: Detalhe da conexão caisson-bracing

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

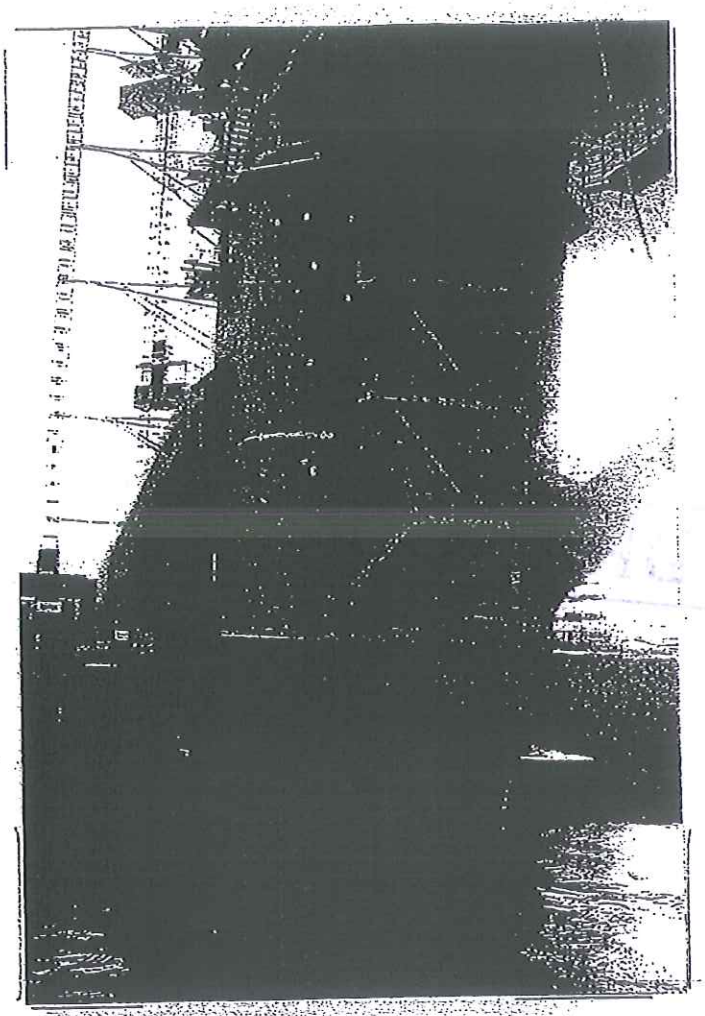


Foto 7: Conexão coluna-
-bracing (vante-
-BE)

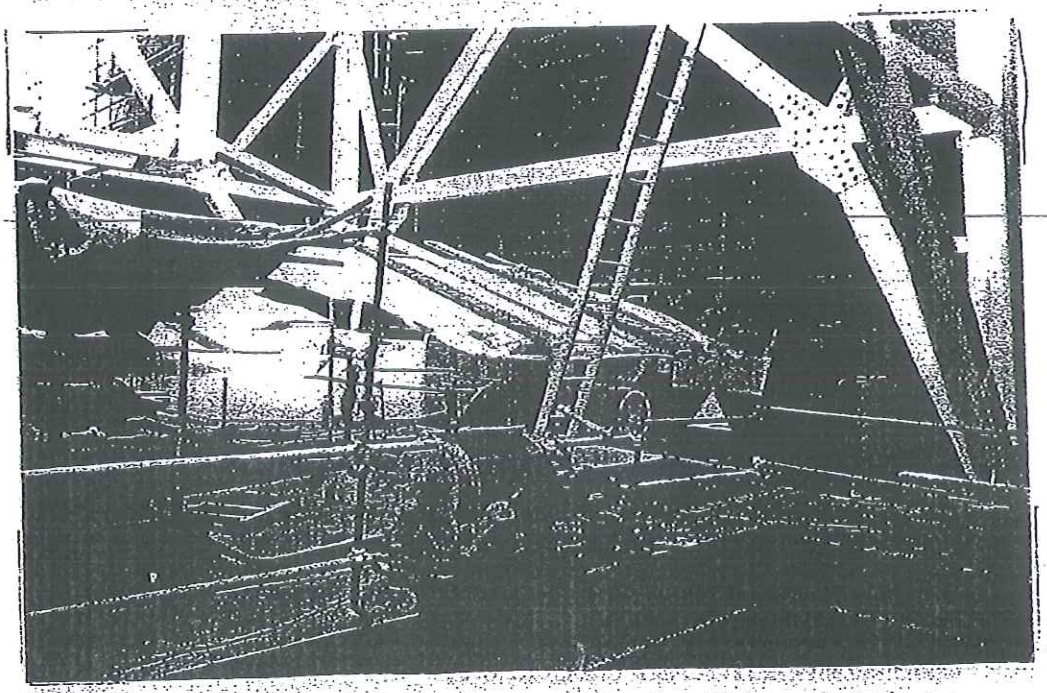


Foto 8: Detalhe do convès de perfuração (incompleto)

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

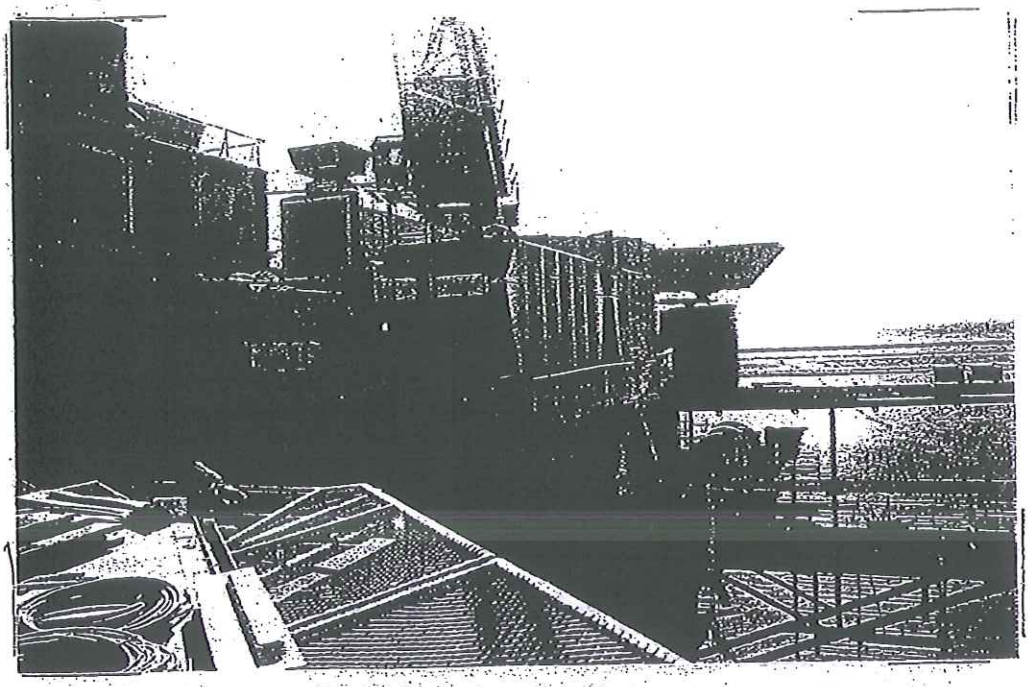


Foto 9: Vista dos equipamentos de refrigeração do moto-gerador de emergencia

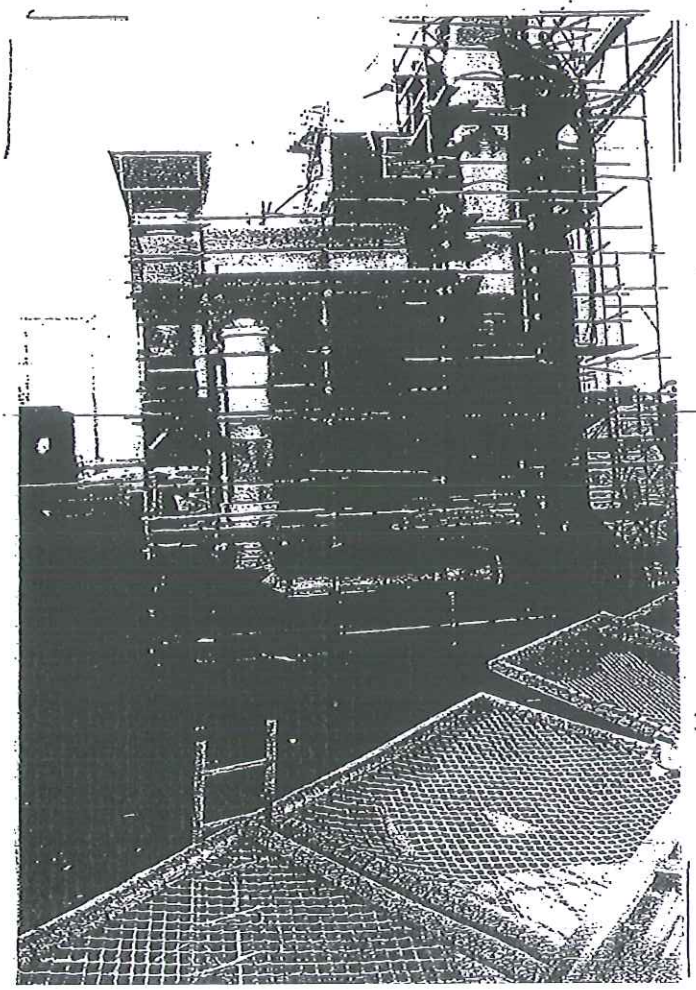


Foto 10: Detalhe do sistema de descarga de gases do moto-gerador de emergencia

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

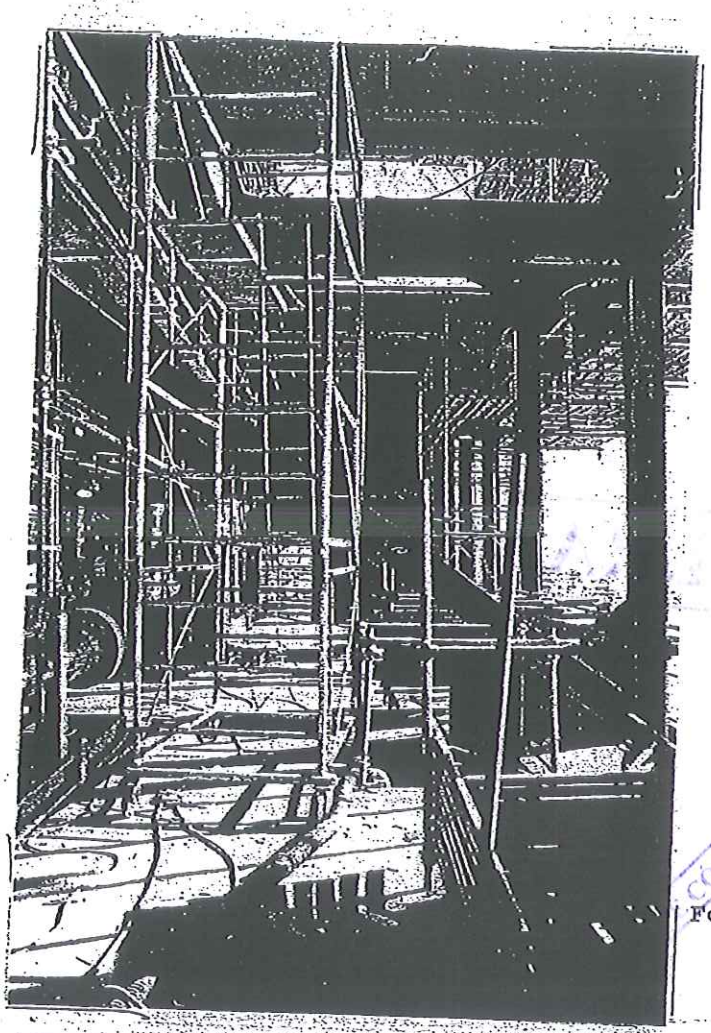


Foto 11: Estrutura dos "risers" de produção

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

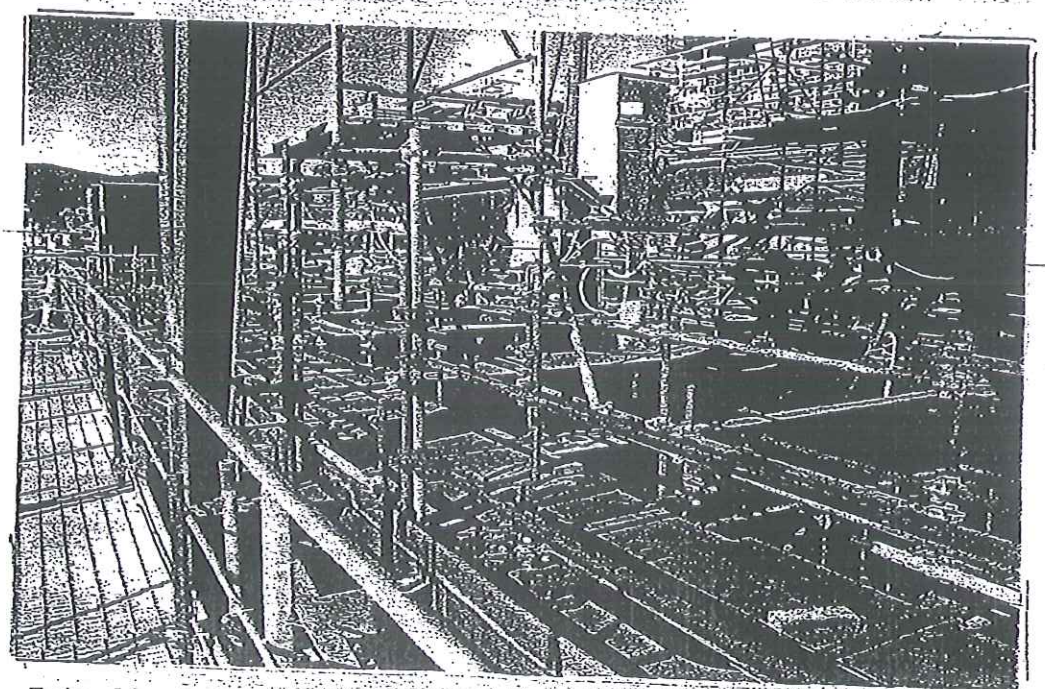


Foto 12: Estrutura dos "risers" de produção

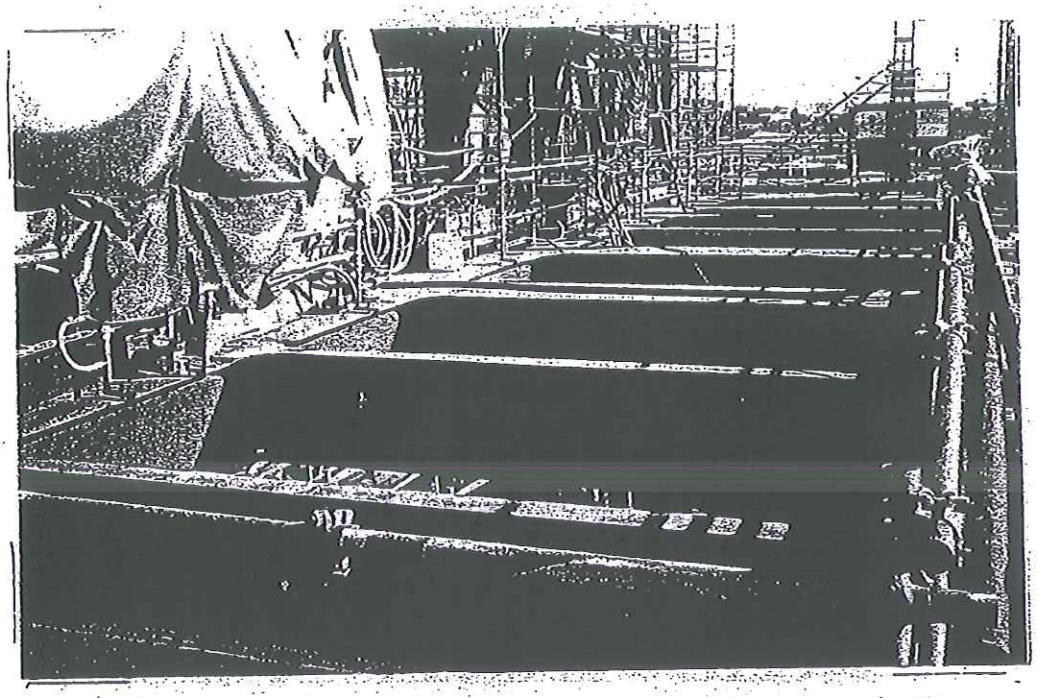


Foto 13: Estrutura dos "risers" de produção

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

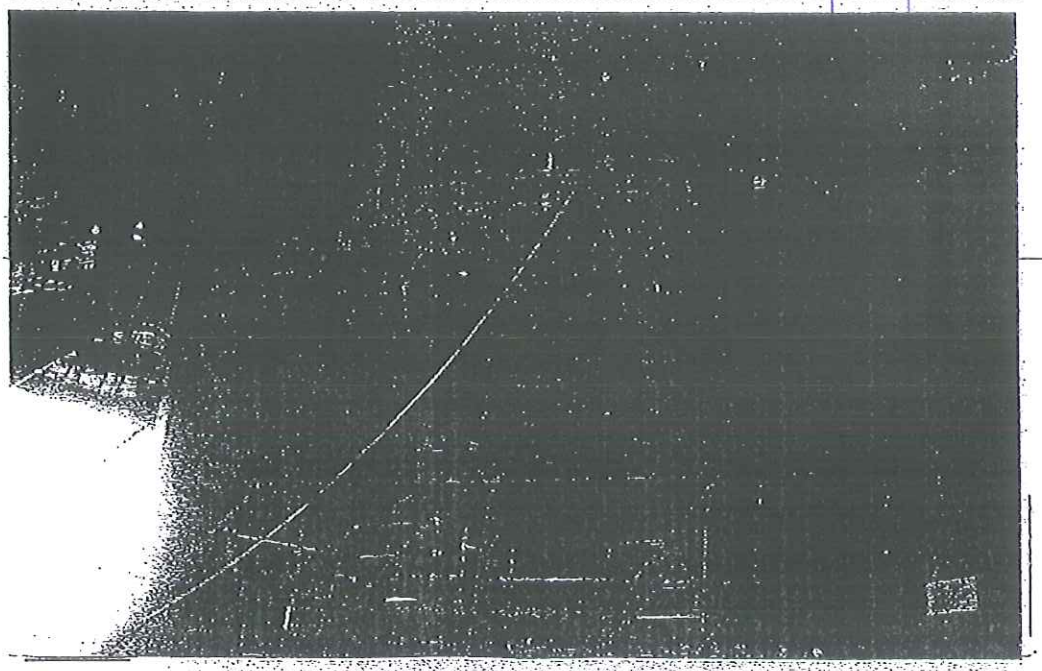


Foto 14: Detalhe dos "fairleads" a ré-BE

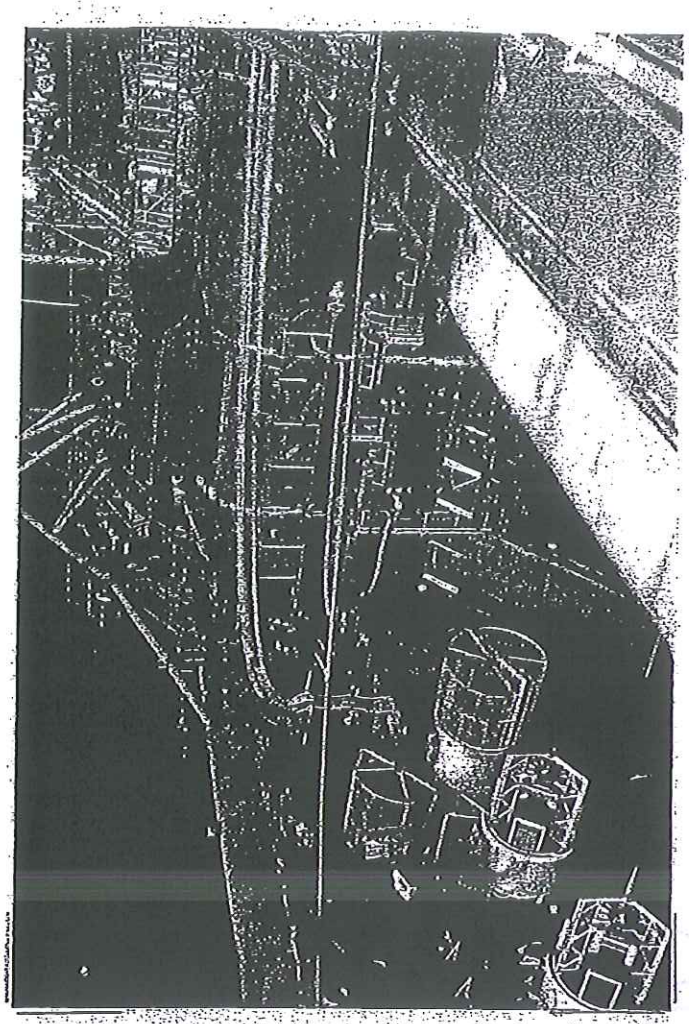


Foto 15: Vista do flutuador BE

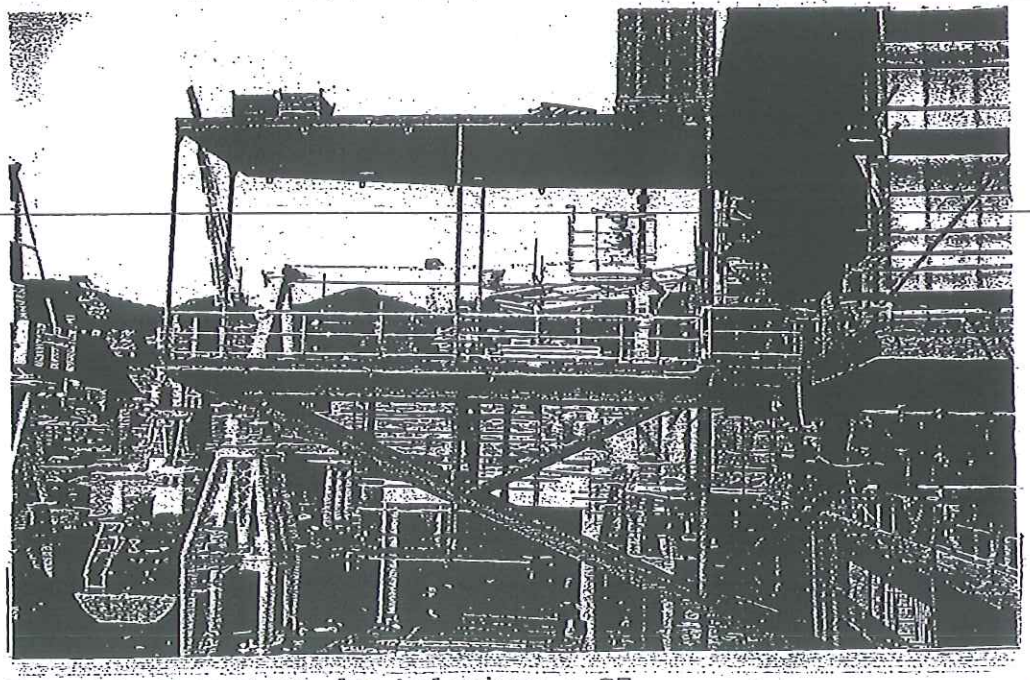


Foto 16: Estrutura das baleeiras a BE

CÓPIA DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

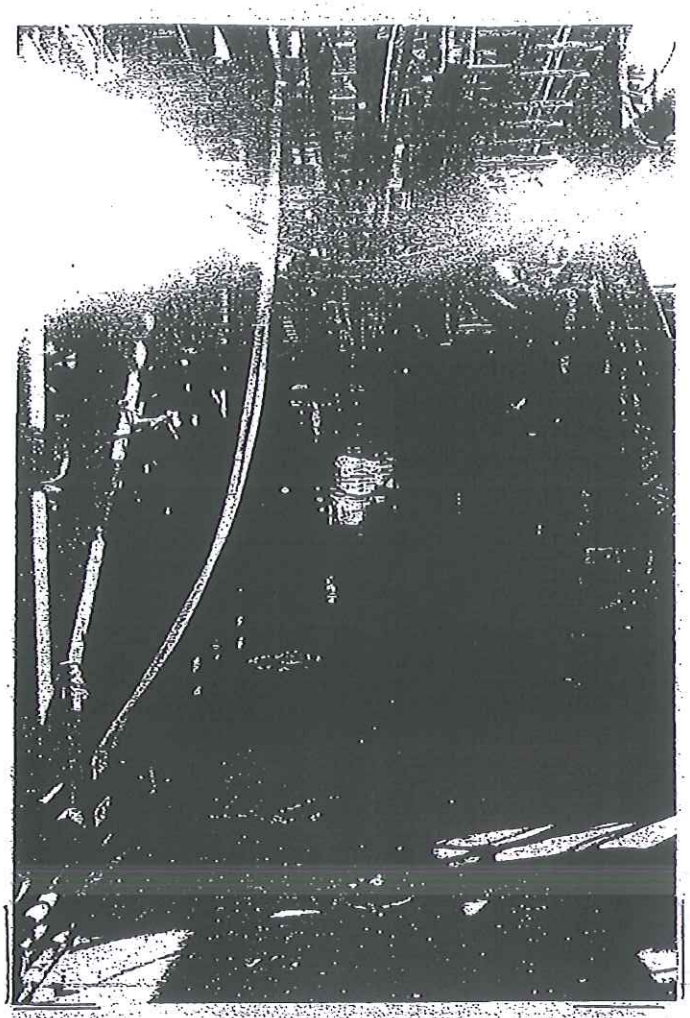


Foto 17: Vista sob o "pipe-rack" da planta de produçao no conves principal

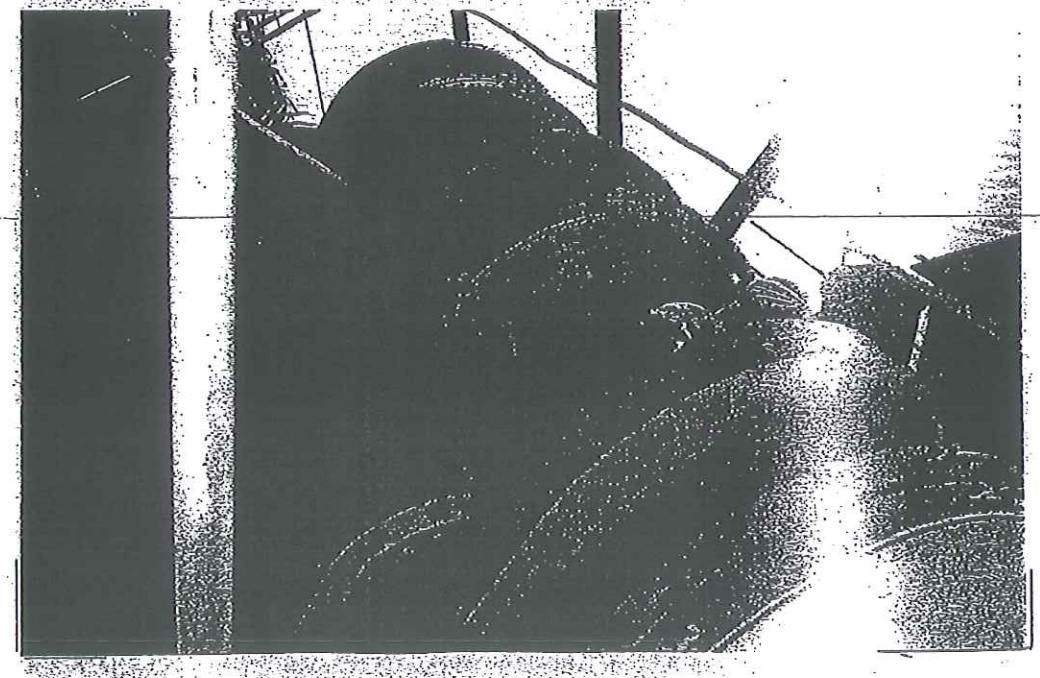


Foto 18: Guinchos de ancoragem a ré-BE

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

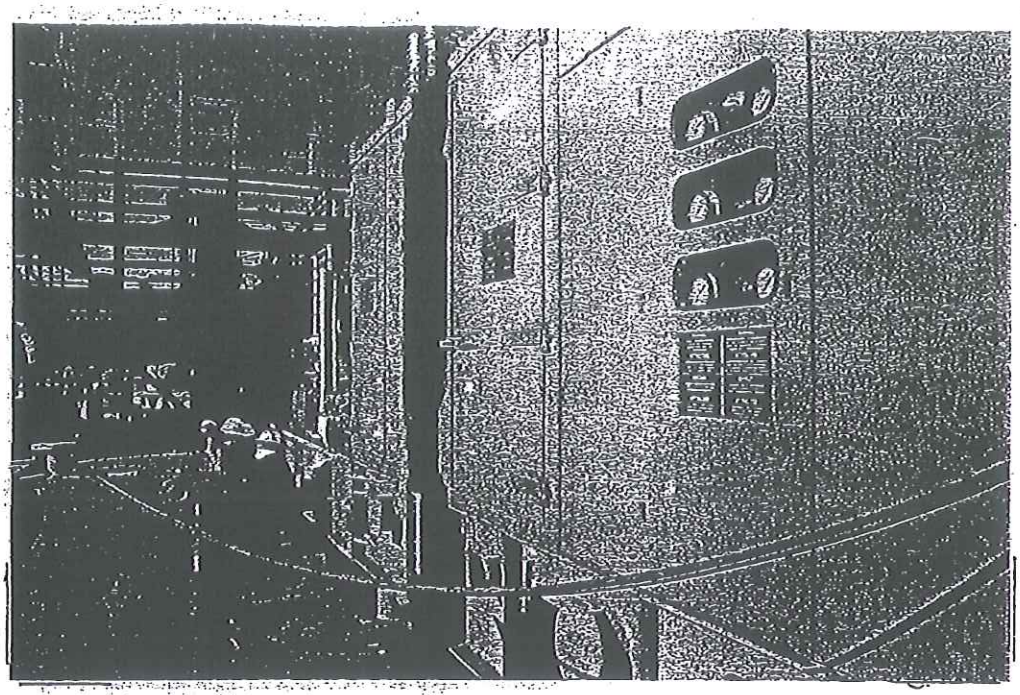
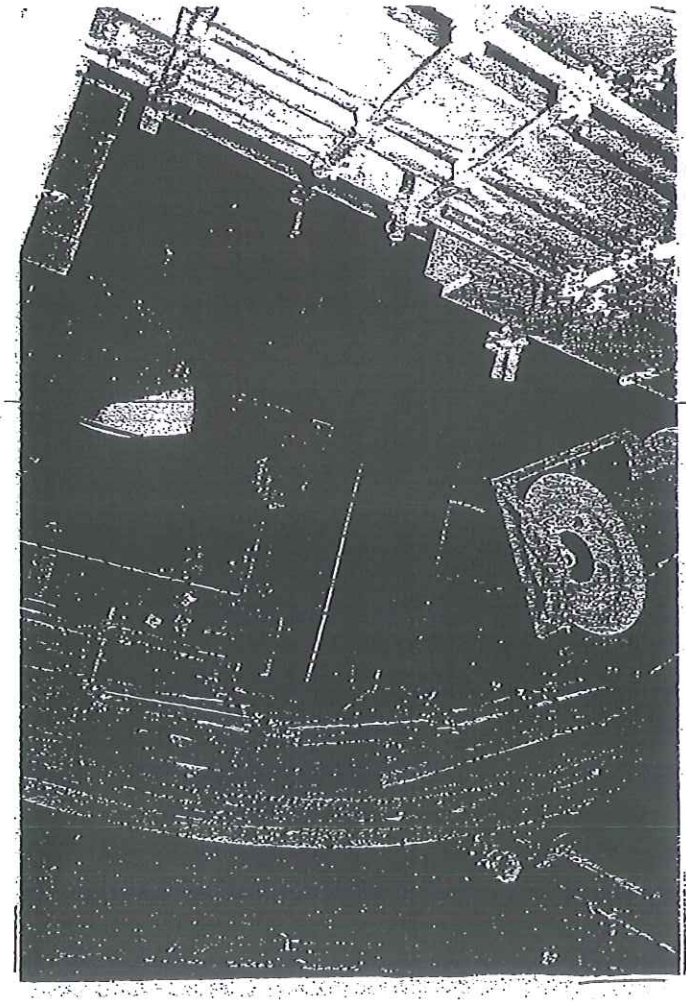


Foto 19: Compressor de gás



Fotot 20: Vista do interior do "caisson"

JOSÉ CARLOS PIMENTEL CLÁUDIO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

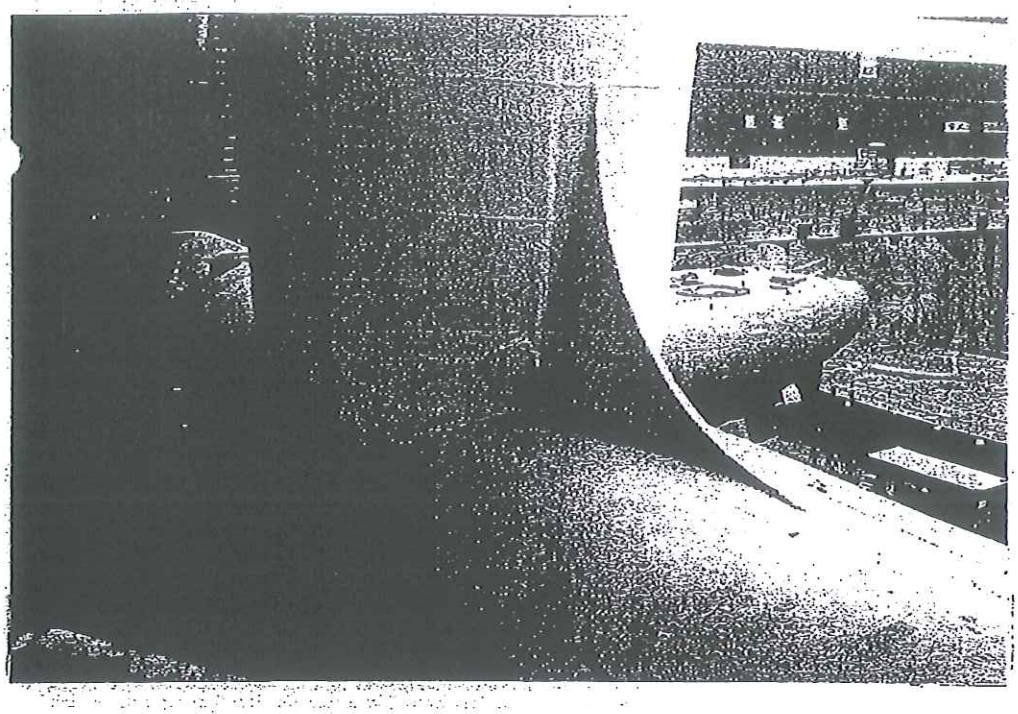


Foto 13: Detalhe da conexão dos "bracings" horizontais a ré com os verticais

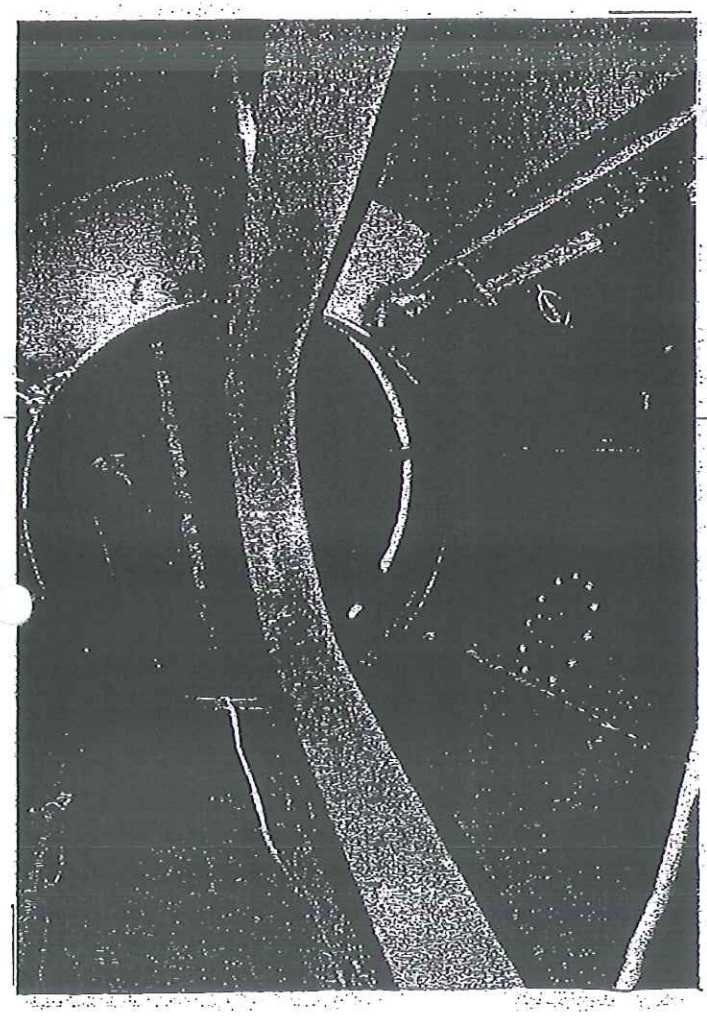


Foto 14: Detalhe estrutural interno ao "bracing" horizontal a ré

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

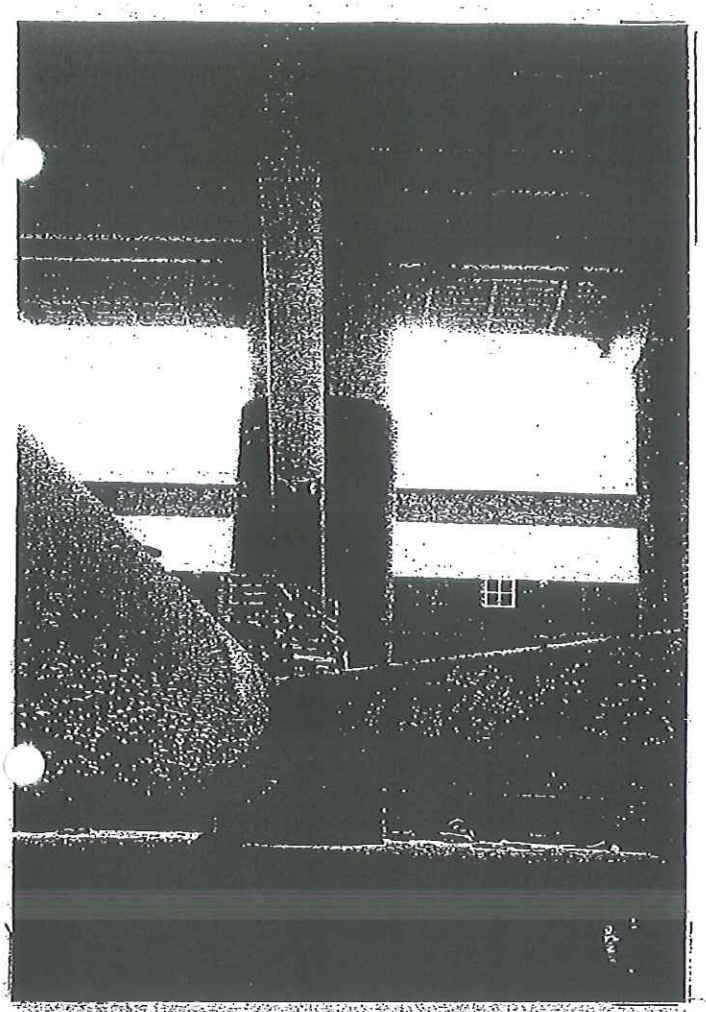


Foto 11: Detalhe da conexão dos "bracings" com uma das colunas

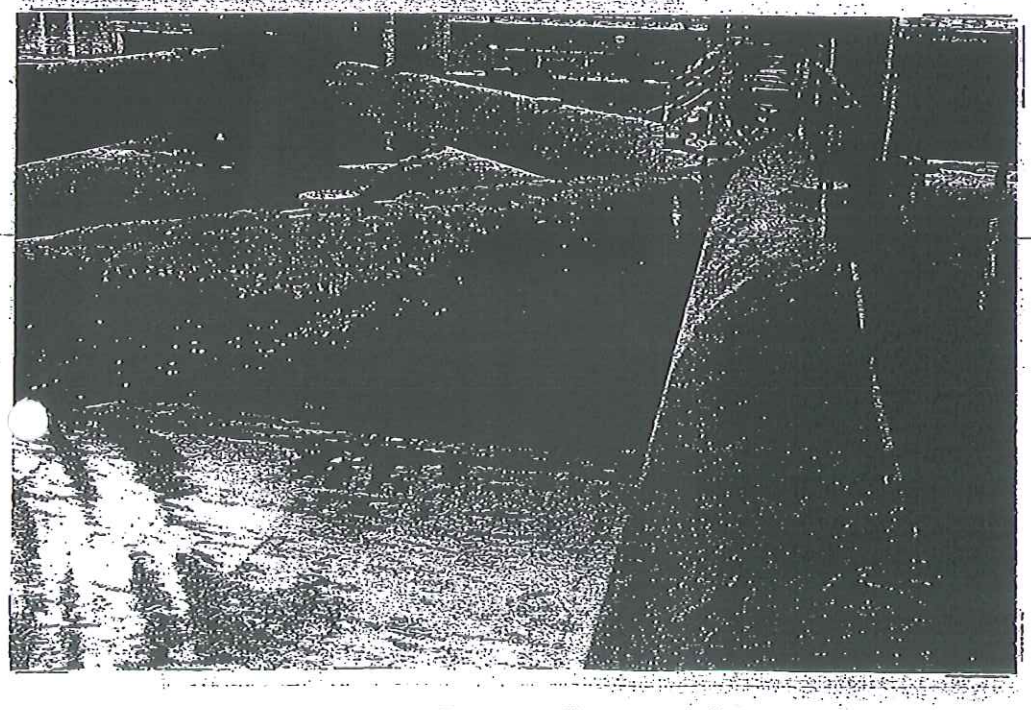


Foto 12: Detalhe da conexão dos "bracings" horizontais, mostrando as portas de visita para acesso

EM BRANCO

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

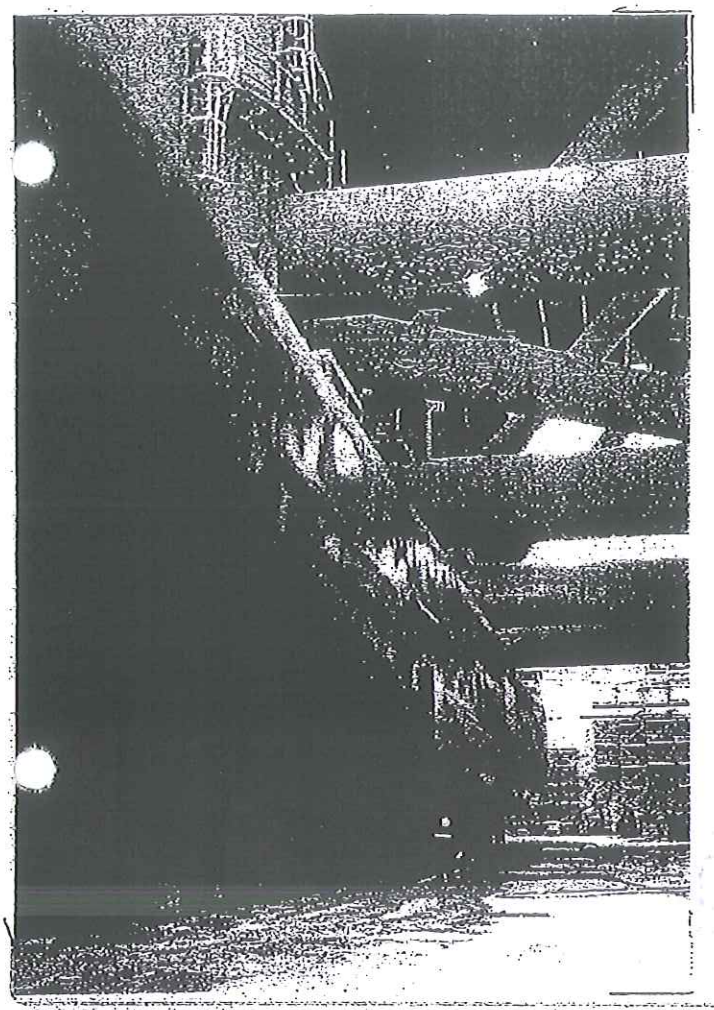


Foto 9: Vista do flutuador de bombordo, mostrando a caixa de mar

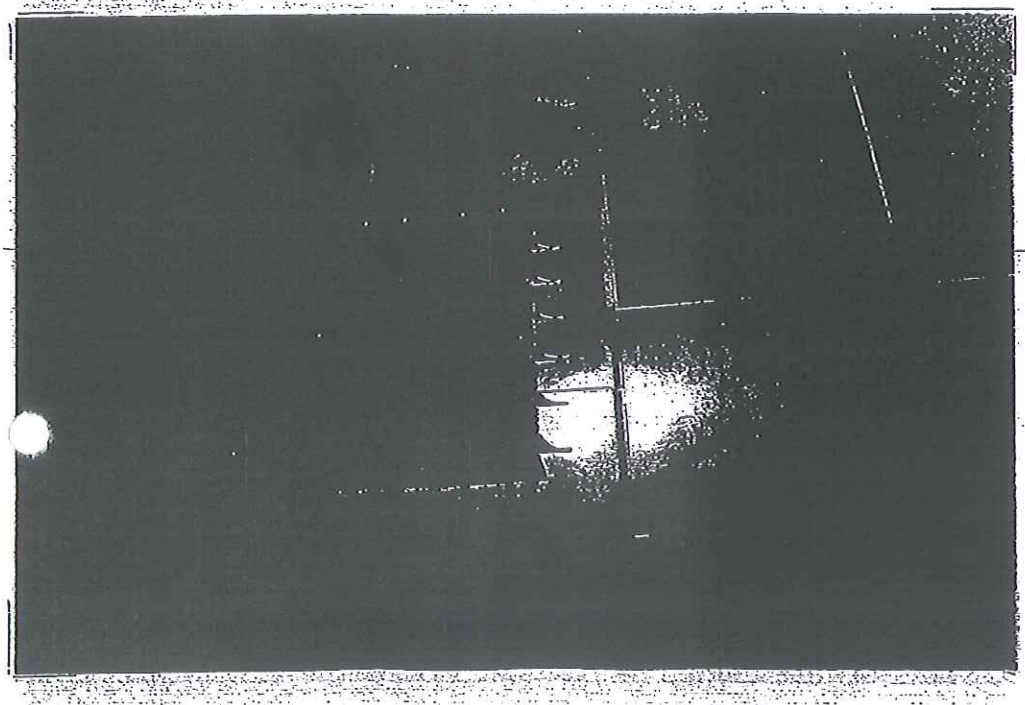


Foto 10: Detalhe da caixa de mar com a tampa

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

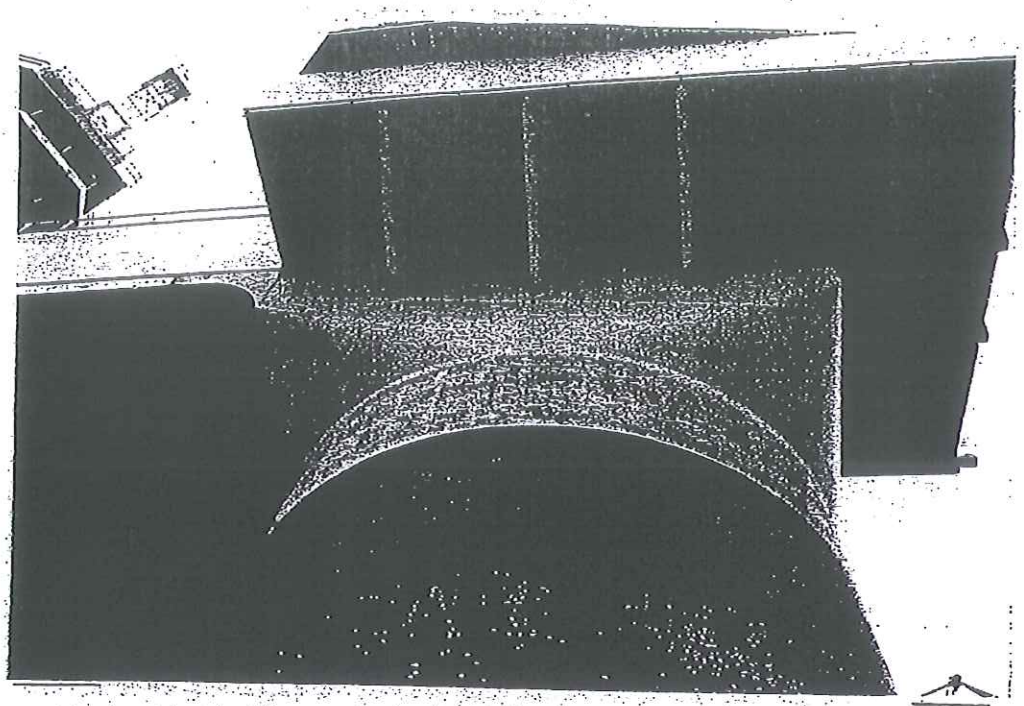


Foto 7: Topo da coluna ré-bombordo, mostrando a transição do convés

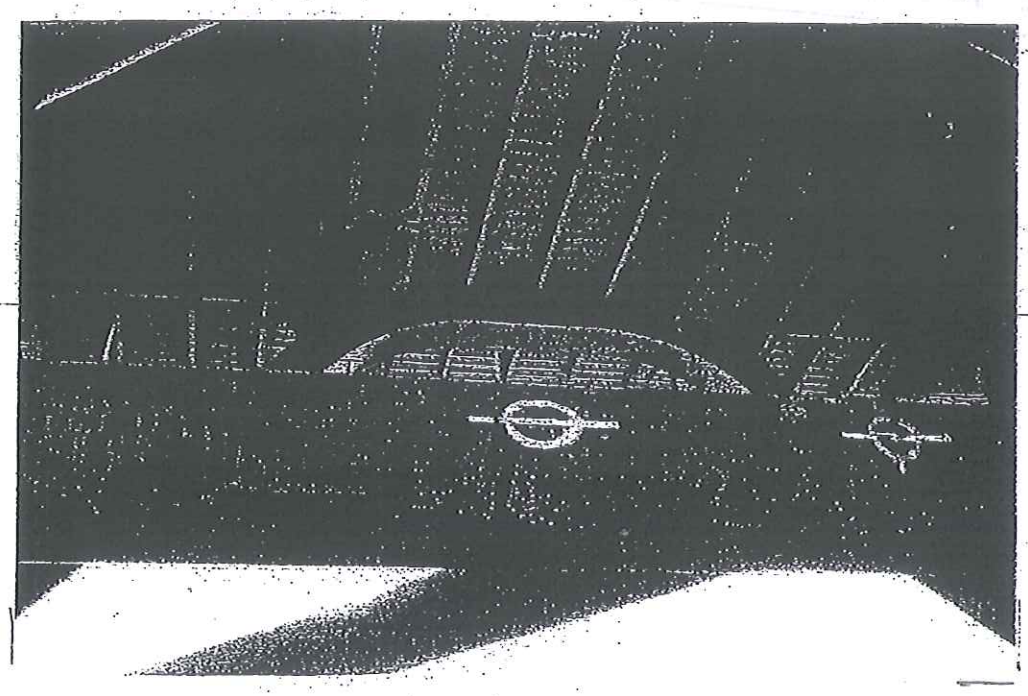


Foto 8: Vista da face inferior do convés, mostrando o caixão somente na ligação dos dois "bracings"

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

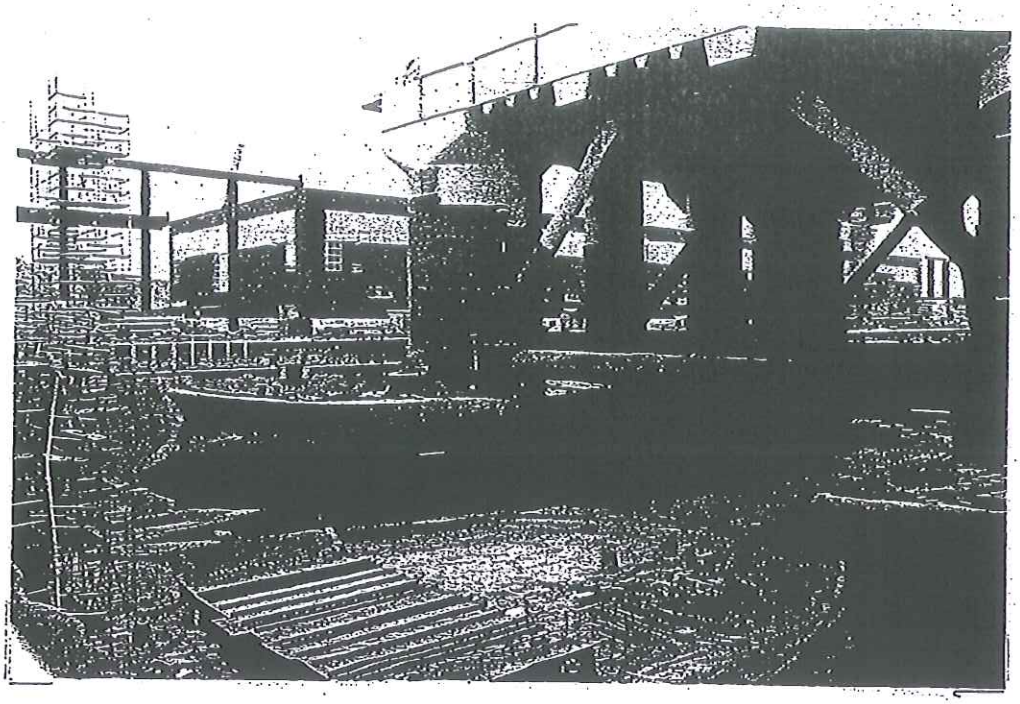


Foto 3: Vista do flutuador proa-boreste

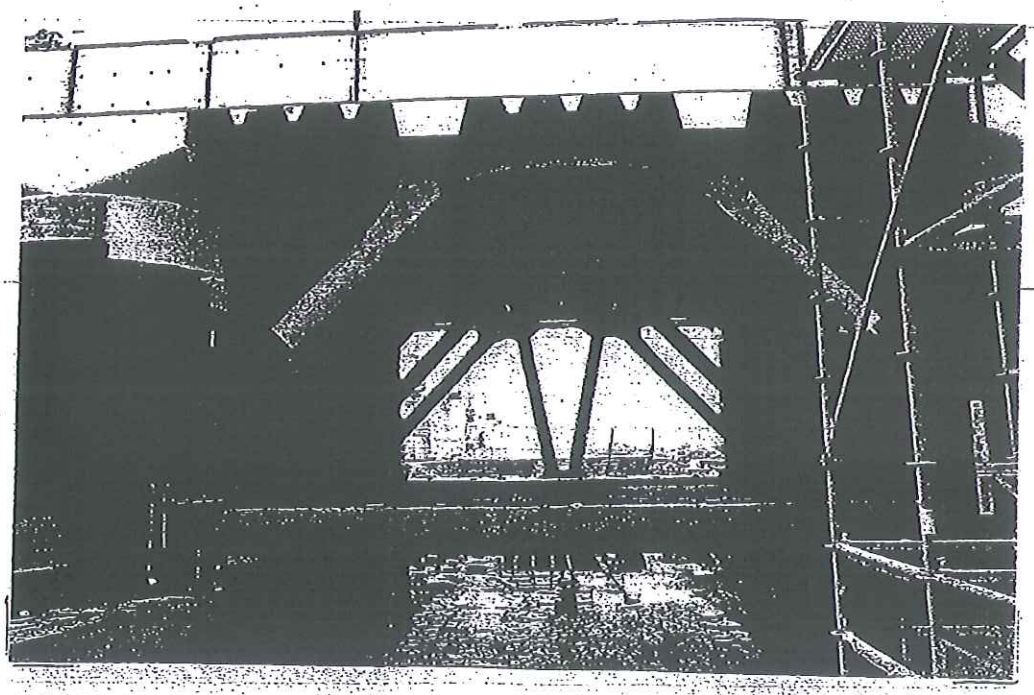


Foto 4: Vista da proa, incluindo a face inferior do convês principal

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

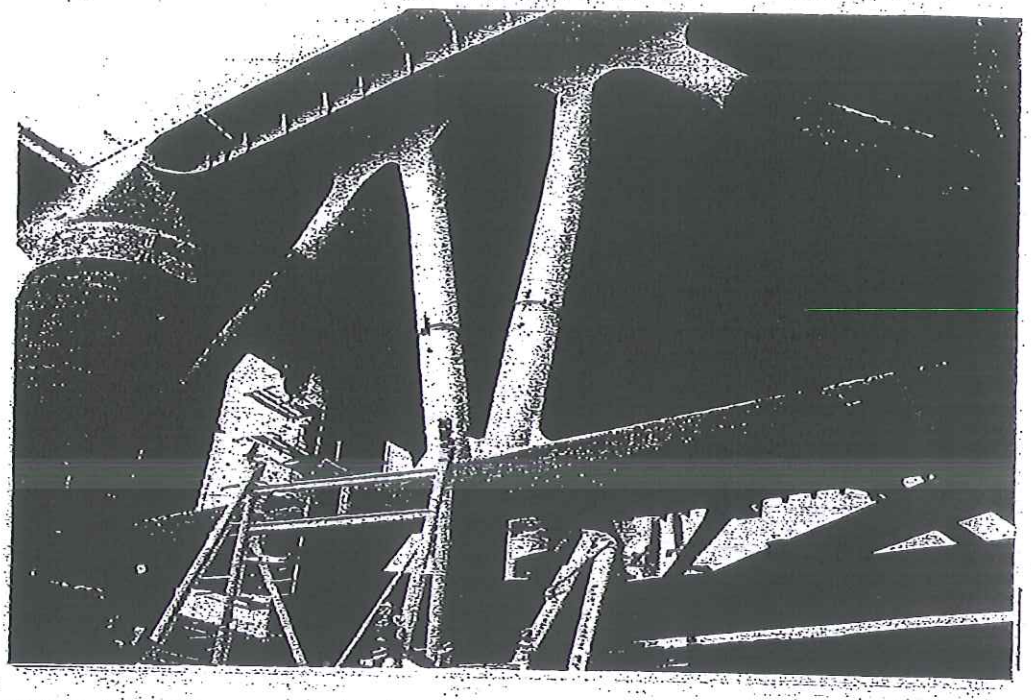


Foto 5: Detalhe estrutural da ligação dos "bracings" verticais (concepçao nova) com o "bracing"horizontal de popa (estrutura original)

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

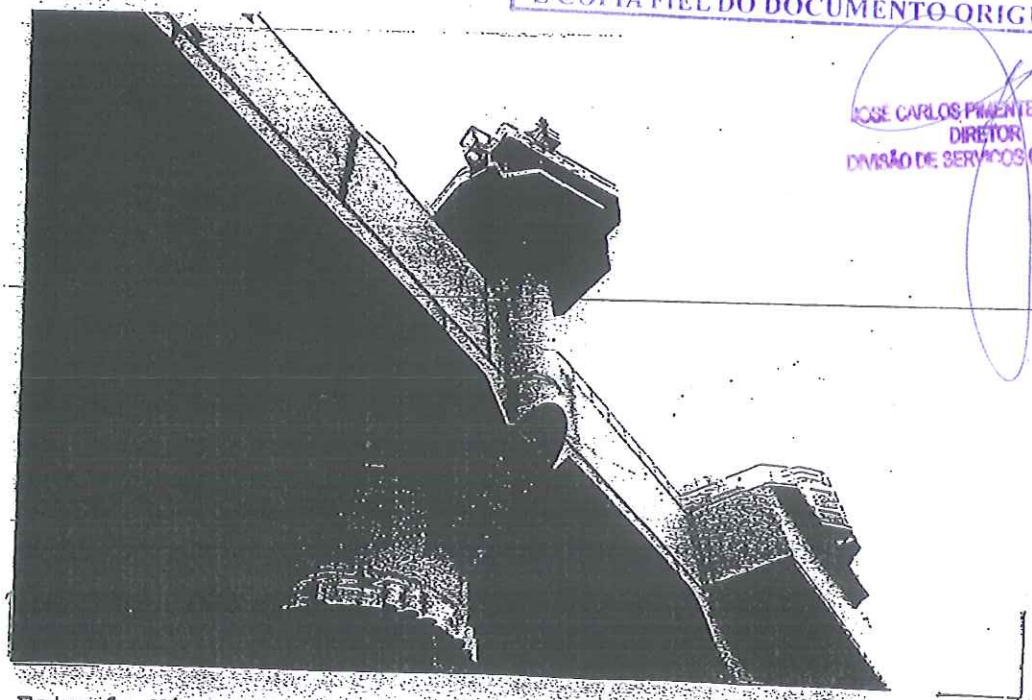


Foto 6: Vista do lado bombordo, incluindo o caixão de rê, previsto para reserva de flutuabilidade em avaria e base do guindaste

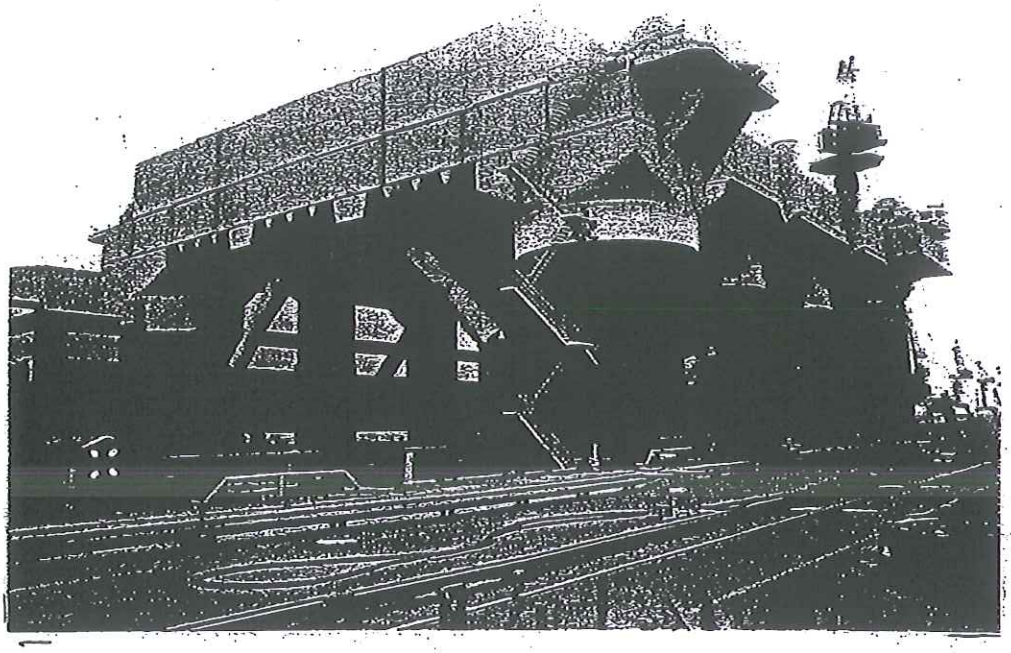
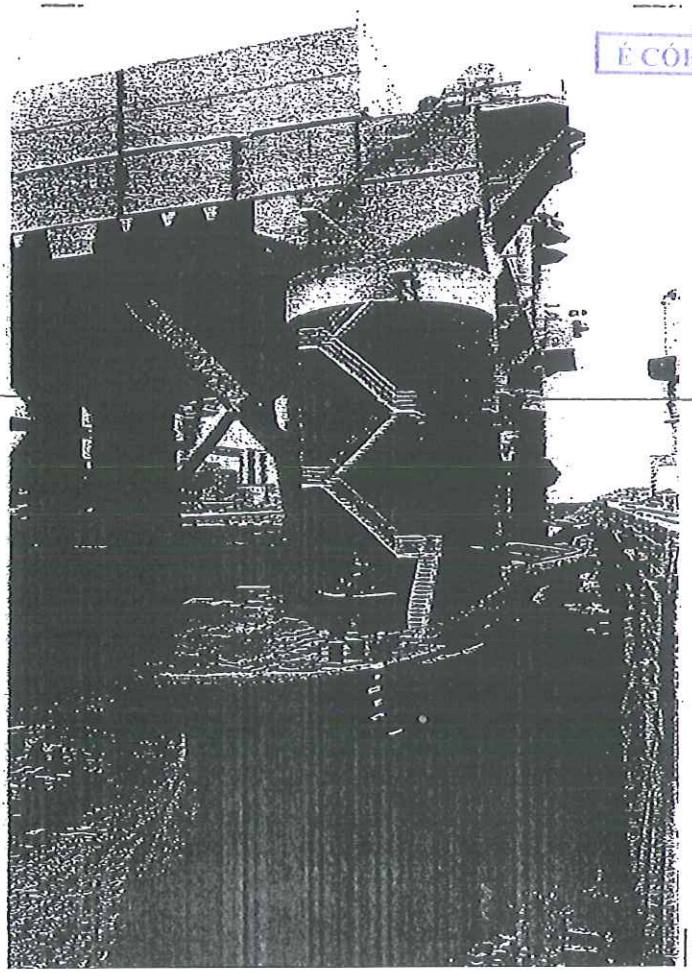


Foto 1: Vista geral da plataforma



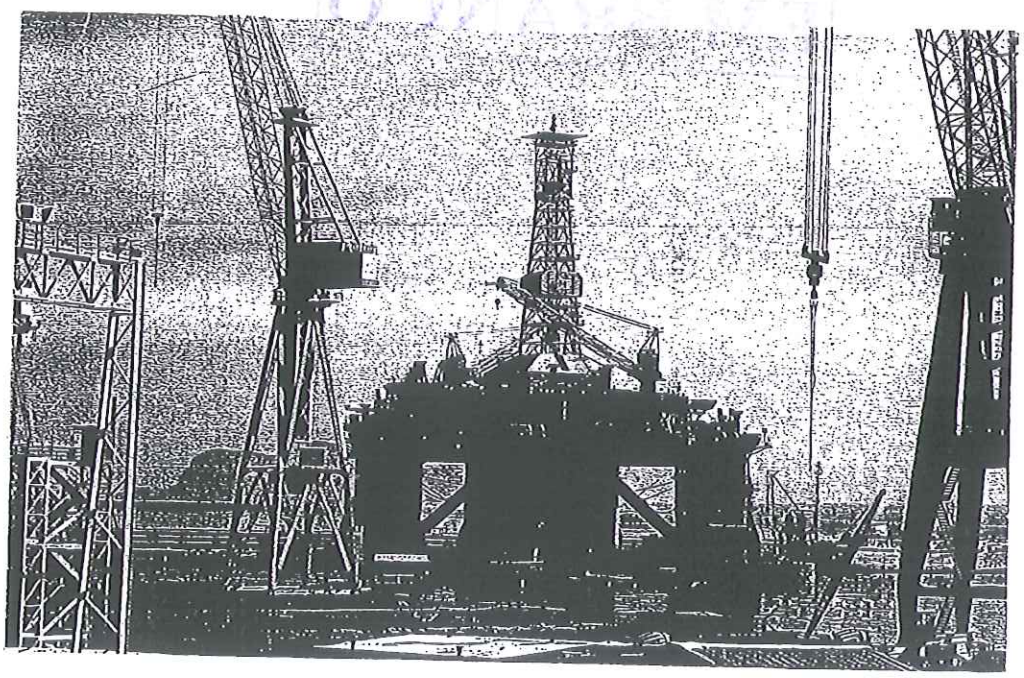
É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Foto 2: Coluna proa-bombordo c/detalhe da extremidade do flutuador

RELATÓRIO DE MISSÃO NO EXTERIOR

INSPEÇÃO NA PLATAFORMA SANA 15000

1995



É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

RELATÓRIO DE MISSÃO NO EXTERIOR

INSPEÇÃO NA PLATAFORMA SANA 15000

1 - HISTÓRICO

O presente relatório tem por objetivo apresentar as atividades desenvolvidas pela equipe da PETROBRÁS, quando da inspeção técnica efetuada na plataforma SANA 15000 (Spirit of Columbus).

Quando da realização desta missão, a semi-submersivel SANA 15000 estava docada no estaleiro Fincatieri, em Palermo, onde haviam sido realizados os testes e provas de mar, assim como ajustes no sistema de controle e shutdown da planta. Pequenos serviços de pintura e manutenção estavam sendo realizados.

Todos os sistemas de utilidades e sistemas da embarcação já haviam sido testados, estando disponíveis os respectivos certificados de entrega, faltando portanto somente o comissionamento dos sistemas de óleo e gás.

Como já mencionado no relatório da visita anterior, em 1993, a plataforma tem um alto padrão de qualidade de construção, não havendo nenhum equipamento, item ou estrutura em mau estado de conservação.

O principal objetivo da equipe da PETROBRÁS foi o de avaliar as modificações necessárias, para que a supracitada plataforma pudesse operar nas condições e padrões da PETROBRÁS.

As principais modificações necessárias foram avaliadas e repassadas aos representantes do FOCOEX (Fondo de Comercio Exterior) e do estaleiro FINCANTIERI, como mostrado no anexo A deste relatório. Deverá ser efetuada uma avaliação completa das modificações solicitadas pela equipe da PETROBRÁS, devendo ser entregue uma proposta técnica, respaldando a viabilidade das mesmas.

Por este motivo, recomendamos que o prazo de validade da Carta de Intenção, emitida pela PETROBRÁS para o FOCOEX, que se encerra no final de janeiro de 1995, seja prorrogado, a fim de possibilitar a conclusão da referida avaliação.

Este relatório possui os seguintes anexos :

. ANEXO A - " SANA 15000 TECHNICAL EVALUATION " ;

. ANEXO B - " RELATÓRIO FOTOGRÁFICO " ;

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

ANEXO A

SANA 15000 TECHNICAL EVALUATION

INDEX

1 - INTRODUCTION

2 - BASIC PREMISES

3 - REQUIRED MODIFICATIONS

4 - TECHNICAL PROPOSALS

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

1 - INTRODUCTION

The main objective of this report is to specify the main required modifications to be performed in the SANA 15000 platform, to work under brazilian conditions.

2 - BASIC PREMISES

The following premises were considered to specify the main adaptations of the platform:

. Water depth ..... 1000 m
. Process plant capacity (oil)..... 100.000 BPD
. Process plant capacity (gas) 2.500.000 Nm3/d
. Number of individual wells ..... 18 (production) 12 (water injection)
. Oil ..... 20°API
. Location ..... Campos Basin,BRAZIL

The above mentioned premises and all the estimated capacities are only a general guide and are not related to a specific location in Campos Basin. They must be considered only to evaluate the main required modificatins.

It must be emphasized that the final evaluation of all the required modifications will only be possible when a final location is determined and more detailed calculations are executed.

All equipment/items shall be supplied by the CONTRACTOR, including the mooring lines. Exceptions are described in this report, as the risers and the automation/control software.

Norwegian, DOE, MMM and United Kingdom specific rules and regulations do not have to be followed for the future modifications. All the other rules (IMO, MARPOL, ILO, SOLAS, etc.) shall be applied.

3 - REQUIRED MODIFICATIONS

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUIMARÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

3.1 - OIL/GAS/WATER SEPARATION

3.1.1 - Original Concept

The original system was conceived to develop an oil field using a production submarine manifold with three 8" collection lines and one 6" test line to produce oil with approximately 34°API. The process plant has one separation train and a capacity of 100.000 BPD, with a separation temperature of 55°C.

3.1.2 - Necessary Modifications

. Oil & Gas Separarators

Due to the oil characteristics (20°API), the installed separator has a capacity of approximately 55.000 BPD. This number is based on the "Crude API x Separation Production Capacity" of SANA 15000 and confirmed when compared with the foreseem dimensions for one of PETROBRAS platforms. So, it is necessary to install a second separator with the same dimensions of the 2nd stage separator.

. Surge Tank

Similarly to the Oil & Gas Separator, the Surge Tank shall be replaced by a new one with the following approximate dimensions: LTT=11.000 mm, Diam.=3.700 mm. Alternatively, a second one with the same dimensions of the existing 3rd stage separator shall be installed to attend the new oil characteristics.

The produced water outlet line shall be blocked, or removed.

. Oil Treatment

Two Oil Dehydrators (2 x 50%) shall be installed below the separators, in order to reach the following characteristics:

* Flow rate (m3/d) ..... 8.500 (each dehydrator)
* Operating temperature ..... 90°C
* BSW ..... 15% (Inlet), 2% (Outlet)
* Approximate dimensions :
  LTT ..... 18.300 mm
  Diam. ..... 4.300 mm

. Gas coolers

Two new gas coolers shall be installed, one at the outlet of the test/production separators and another at the outlet of the atmospheric separator. They shall attend approximately the following conditions:

* Separated Gas Cooler ..... 5.0 MW
* Booster Gas Cooler ..... 2.5 MW
* Approximate dimensions:
  - Separated Gas Cooler ..... Lf = 6.000 mm Diam. = 900 mm
  - Booster Gas Cooler ..... Lf = 6.000 mm Diam. = 500 mm

. Test Separator

The liquid outlet lines of the test separator shall be modified as follows:

* Oil to the Surge Tank (3rd stage separator)
* Water to the Hydrociclone

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

. Control Valves

The whole process plant shall be prepared to process a growing production, according to the number of wells being connected to the platform.

. Oil Manifold

18 oil production lines shall be installed. One oil manifold, with one test and two production headers, equipped with choke valves for individual adjustment of each well shall also be installed.

. Heaters

The heating capacity for the test separator shall be increased up to approximately 7 MW.

The heating capacity for the production separator shall be increased up to approximately 27 MW (each separator).

* Approximate dimensions:
  - Test Heater ..... Lf = 6.000 mm Diam. = 625 mm
  - Production Heater ..... Lf = 6.000 mm Diam. = 1175 mm

. Paraffin Removal

Approximately three 6" pig launchers/receivers shall be installed to allow the paraffin removal of the oil production lines.

3.2 - OIL EXPORT

3.2.1 - Original Concept

The system was conceived for an oil export of 100.000 BPD, to a maximum distance of approximately 3 km, using 3 pumps without a stand-by unit.

3.2.2 - Necessary Modifications

The existing equipment may be used as booster pumps and a set of new oil pipeline pumps shall be installed to reach the following conditions:

. Oil temperature ..... 65 °C
. °API 20
. Suction pressure ..... 1,2 bar a
. Discharge pressure ..... 91 bar a

One (1) stand-by pump shall be installed for each set (booster & pipeline)

Due to the oil viscosity, a permanent flushing system for the pumps shall be installed.

Two pig launchers shall be installed and connected to two 12" export pipelines.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

3.3 - GAS COMPRESSION / GAS EXPORT

3.3.1 - Original Concept

The gas compression system is composed of a 2 stage motocompressor (Flash/LP compressor), and a 2 stage turbocompressor (HP/export compressor).

3.3.2 - Necessary Modifications

3.3.2.1 - General

. One gas lift manifold for 18 wells, with a pressure of 180 bar and a flow of 89.000 Nm3/d per well shall be installed

. Orifice plate measuring units shall be installed to attend the following systems:

* gas lift
* exportation gas
* fuel gas

A sphere launcher shall be installed and connected to the 10" gas pipeline (see fig. 1).

3.3.2.2 - Flash/LP Compressor

This existing compressor may be used, if a reduction in the rotation can be done, to operate under the following conditions:

* suction pressure ..... 1,67 bar
* discharge pressure ..... 16,5 bar
* molecular weight ..... 33,09 (inlet condition)
* suction temperature ..... 40°C
* flow rate ..... 11.000 kg/h

If the above conditions cannot be achieved, the compressor shall be replaced by a screw type one.

For more details, see fig. 7A.

3.3.2.3 - HP/Export Compressor

The existing gas compressor may be used, if it is capable of operating under the following conditions:

* inlet pressure ..... 15 bar
* outlet pressure ..... 180 bar
* inlet molecular weight 19,05
* inlet temperature ..... 40°C
* inlet flow rate ..... 84.500 kg/h

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

In a preliminary evaluation, at least the existing turbine shall be replaced.

If the existing unit is kept, a new stand-by unit shall be installed.

If the existing unit does not reach the required performance, 3 (3 x 50%) new turbocompressors shall be supplied, with the same characteristics specified above and a unitary capacity of 1.250.000 Nm3/d.

For more details, see fig. 7B.

The existing HP suction scrubber (V30003) can be used.

3.3.2.4 - Kick-off Compressor

. One kick-off compressor, with approximately the following characteristics shall be installed and connected to the test header of the gas-lift manifold:

* flow rate 55.000 Nm3/d
* suction pressure ..... 170 bar
* discharge pressure ..... 250 bar
* suction temperature ..... 40°C

3.4 - FUEL GAS SYSTEM

3.4.1 - Original Concept

The fuel gas is taken after the dehydration unit and attends the high pressure consumers (43 bar a) and the low pressure consumers (1 bar a).

An alternative feed of "not treated gas" from the main compressor suction to the turbines was foreseen.

3.4.2 - Necessary Modifications

The fuel gas system shall be upgraded up to a total estimated capacity of 600.000 Nm3/d.

A total fuel gas measuring unit and individual measuring units for each turbine shall be installed.

Fuel gas feed from the gas export pipeline shall be foreseen, upstream of the pressure control valve at the inlet of the trim vessel (V54001). Since the pressure in the gas pipeline is approximately 175 bar, heater(s) shall be foreseen to avoid low temperatures after the pressure control valve.

3.5 - FLARE SYSTEM

3.5.1 - Original Concept

A high/low pressure flare system installed on the drilling derrick.

3.5.2 - Necessary Modifications

A 60 meters steel flare boom shall be installed on portside / stern corner, as well as a low pressure flare and a venting systems . This system shall be of the "multiflare" type, capable of burning continuously high and low pressure gas. The gas flow rate to be considered is the following:

* high pressure flare 2.500.000 Nm3/d
* low pressure flare 200.000 Nm3/d

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

3.6 - CHEMICAL PRODUCTS INJECTION

3.6.1 - Original Concept

The chemical products injection is made by pumps. The following products were foreseen: anti-foam, deemulsifier, anti-fouling and corrosion inhibitor for gas and methanol.

3.6.2 - Necessary Modifications

The chemical products tanks shall be installed and all the lines shall be connected to the system.

3.7 - POWER GENERATION/DISTRIBUTION

3.7.1 - Original Concept

Power generation is made by 3 dual-fuel turbogenerator sets (6,6 kV, 3 phase, 60 Hz). The operation mode change from gas to diesel is automatic.

Each generator shall attend approximately 50% of the platform demand, what represents 18,8 MW. The generators were supplied by BRUSH (English Company) and the turbines are the LM-1600 from GE.

One Emergency Generator of 2875 kVA (440 V, 3 phase, 60 Hz) supplied by Wartsila is installed.

Re-start of the main generation system is made by a hydraulic pump/electric motor set, fed by the emergency generator (one set for each TG).

A fourth turbogenerator can be installed, if necessary.

3.7.2 - Necessary Modifications

By this moment, no modifications are foreseen.

3.8 - SEA WATER INJECTION SYSTEM

3.8.1 - Original Concept

The system has two injection trains (50% each), using a vacuum deaerator, with a total capacity of 19.800 m3/d @ 290 bar a.

3.8.2 - Necessary Modifications

. The capacity of the system shall be verified (upgraded, if necessary) to 21.000 m3/d @ 100 bar a.

. An injection water manifold for 12 individual wells shall be installed.

Obs.: The O2 concentration at the outlet of the deaerator shall be 0 ppb.

3.9 - SEA WATER / FRESH WATER COOLING SYSTEM

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

3.9.1 - Orignal Concept

The sea water cooling system attends some process plant equipment. There is an informed extra capacity.

The total flow is 2.700 m3/d.

3.9.2 - Necessary Modifications

. The amount of sea water shall be enough to attend the existing and the required new equipment to be installed as follows:

. intercreted gas coolers	200 m3 / h ;
. booster gas cooler	60 m3 / h ;
. 2 turbo compressors	75 m3 / h ;
. kick-off compressors	10 m3 / h.

One stand-by pump shall be installed for each system.

.The fresh water system shall be resized to attend the new required turbocompressors.Each turbine will require appoximately 70 m3 / h.

. The crude oil coolers (sea water cooling system) shall be removed.

3.10 - HEATING SYSTEM

3.10.1 - Original Concept

The system is based on the use of two heat recovery units at the exhaust gas discharge of the turbogenerators (2 x 9,0 MW), supplying hot water to the consumers.

.0.2 - Necessary Modifications

. A third heat recovery unit shall be installed at the exhaust gas discharge of the third existing turbogenerator set.

. Under the new operation conditions, a total heating capacity of approximately 64 MW will be required (the separation temperature shall be 90°C). This will require the installation of other heat recovery units, that shall be installed at the exhaust gas discharge of each new turbocompressors (10 MW each). Hot water furnace(s) will be necesary to provide the remaining 26 MW.

. One alternative would be the use of 2 Hot Water Furnaces (13 MW each), with the following approximate dimensions:

* L = 5.000 mm * W = 6.000 mm H = 11.000 mm

. The estimated heating capacity for the new conditions is as follows:

production separators ..... 55 MW
* test separator ..... 7 MW
* fuel gas ..... 1,5 MW
* existing utility water heater ..... 0,5 MW

É COPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL CUNHA
DIRECTOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTOGRÁFICOS

. The hot water flow shall be increased up to 1200 m3/h. One alternative is to install 3 additional heating medium pumps with approximately the same capacity of the existing ones (332 m3/h). Independent of the alternative adopted, one stand-by pump is required.

. The heating medium expansion vessel capacity shall be increased, to be in accordance with the new hot water inventory in the system.

3.11 - PRODUCED WATER TREATMENT

3.11.1 - Original Concept

The water treatment is based on a setling system, with an outlet oil concentration of 40 ppm.

3.1 2 - Necessary Modifications

. Hydrocyclones for the test/production separators and the oil dehydrator shall be installed (total of 5 hydrocyclones), with a maximum outlet oil concentration of 20 ppm. The hydrocyclones shall be installed upstream of the separators level control valves.

. Hydrocyclones Data:

	TEST	PRODUCTION	DEHYDRATOR
Oil Concentration (ppm) (Inlet)	800 to 1500	800 to 1500	300
Flow rate (m3/d)	40 to 1360	40 to 8750	40 to 1270

A 3-phase degasser vessel shall be installed to collect the flow of all hydrocyclones, in order to reduce the pressure to atmospheric level.

3.12 - CONTROL SYSTEM/AUTOMATION

3.12.1 - Original Concept

Automation based on PLCs connected to a computer/workstations supplied by BAILEY (software) & GAVAZZI (hardware). 8 workstations are available in the ballast/process plant control room.

There is another control room for the turbogenerators, where other 3 workstations are available. These workstations are connected to the main computer and the marine systems (ballast, bilge, etc.) can also be controlled from there (redundancy).

VMS operational system is used.

A mimic (semi-graphic) interlocking panel is used, as a redundancy for the software screens. This panel shows all the 13 zones in which the platform is divided, with lights indicating fire detection, gas detection and H2S detection.

There is an internal TV circuit monitoring the process plant, pontoon rooms and external parts of the mooring system.

There is a separate panel for the ventilation system, from where fans can be stopped/started and indication of their operation is displayed. These operations can not be made through the software screens.

3.12.2 - Necessary Modifications

. The software screens shall be updated according to the modifications on the process plant systems.

. PETROBRAS customized VXL software (VAX computer based) shall be used. It may be necessary to change the installed hardware, in order to attend this requirement.

3.13 - RISERS SYSTEM

É COPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

3.13.1 - Original Concept

The risers configuration of the SANA 15000 foresees the lines arriving on the risers porches located at the aft end of the tank topdeck. These riser porches were designed structuraly to withstand the loads imposed in a 400 meters of water depth of the following lines:

. production	3 X 8" I.D.
. test	1 X 6" I.D.
. crude export	1 X 12" I.D.
. gas export	1 X 10" I.D.
. water injection	2 X 10" I.D.
. spare	1 X 10" I.D.
. umbilicals	4 X 3" O.D.

3.13.2 - Necessary Modifications

PETROBRAS requirements foresee individual wells connected to the platform , as showed in figures 1, 2 and 3 annexed.

All risers shall be considered in a free hanging catenary configuration.The angle, measured from the vertical, at the unit keel in a neutral position, is 7 degrees for the flexible risers and 30 degrees for the rigid ers. All risers shall be connected to the outside perimeter of the unit (upper hull and pontoons).

The risers connections shall be made at pontoon level, 3,5 m above the waterline at the pull-in/transit draft. The lines shall go up close to the columns, but there is a possibility to use the central caisson for this purpose.Anyway, PETROBRAS shall approve the final layout.

In figure 4, are presented the distribution of lines as well as the flexible and rigid risers technical specification.

It is important to clarify that the risers shall be supplied by PETROBRAS.

3.14 - LIFEBOATS

3.14.1 - Original Concept

There are installed 4 lifeboats with capacity for 65 people each are installed. This capacity attends the crew mber of 122 people.

3.14.2 - Required Modifications

The total capacity of the lifeboats are in accordance with PETROBRAS requirements. Since the risers support are going to be placed at the pontoon level, the lifeboats location may have to be changed in order not to interfere with the risers structure on the pontoon.

3.15 - MOORING SYSTEM

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

3.15.1 - Original Concept

There is a 12 mooring lines system installed, type chain-wire-chain.The platform is capable of operating only the upper part of the chain with a maximun size of 3 1/2".The tension measurement system is load cell type.

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

3.15.2 - Required modifications

PETROBRAS foresees the operation of the platform in a water depth of 1000 meters.An upgrade in the stant system is required, being responsability of the present platform owner to perform all the necessary dynamic and structural analysis to allow the rig to operate under the following conditions :

. 10 minutes sustained wind ..... 37.22 m / s ;
. maximum wave height ..... 14.2 m ;
. period of maximum wave ..... 12.1 sec ;
. significant wave heigh (H 1 / 3) ..... 7.6 m ;
. zero-up crossing period ..... 9.2 sec ;
. current speed (surface) ..... 2.06 m / s.

The above specified conditions represents the worst expected weather condition with a return period of 100 years. The mooring system shall be designed to allow the unit to keep position during storm as specified above.

3.16 - HELIDECK

3 16.1 - Original concept

The existant helideck was designed for operating a Sikorsky S61 type helicopter.It is also available a helicopter refuelling system with two transportable tanks, two transfer pumps (one standby), a hand operated pump and a dispensing unit.

3.16.2 - Required modifications

The helideck is, in principle, adequate to operate in brazilian conditions.Specific and additional requirements can be asked for by brazilian authorities (DAC- Civil Aviation Department).

3.17 - COMMUNICATION SYSTEMS

3.17.1 - Original concept

Several systems are installed can be mentioned among others : INMARSAT , lifecraft radios and EPIRBS, duplicate PA , telephone , facsimile and telex, intercom , entartainment, cinema, crane radios, marine radios, aeronautical radios, NDB, environmental monitoring, marine radar, navigation and telecomms power supplies (UPS's).

3.17.2 - Required modifications

A telecommunication tower shall be installed with the following characteristics :

* total height ..... 30 m
* base area 25 m2
* estimated weight ..... 4500 kg

É COPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PINHEIRO GUIMARÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

The existing installations shall be verified and adaptated, if necessary, to be in accordance with PETROBRAS requirements as specified in figures 5 and 6 annexed :

3.18 - Drilling Systems

All the existing drilling equipment (drilling tower, mud pumps, shale shaker, etc.) shall be removed. The area occupied by these systems shall be free to be used for the new process plant equipment to be installed and for any other equipment/item PETROBRAS decides to install in the future.

3.19 - Ambient Heating System (Winter Conditions)

The electric heaters, steam air heaters/fans, pipes and valves shall be removed or deactivated.

3.20 - General Additional Requirements

. All electrical panels, solenoid control valves panels for the marine systems (ballast, bilge, etc.) shall be placed above the final damaged waterline.

. Pull-in facilities (pull-in machines, pulleys, cables, etc.) shall be installed for the pull-in of the risers. The pull-in machine shall have an approximate capacity of 600.000 lbs.

. Thermal insulation of all vessels and lines shall be verified (modified, if necessary), according to the new 90°C separation temperature.

4. TECHNICAL PROPOSALS

A technical proposal shall be submitted to PETROBRAS, considering all the above mentioned data. The following minimum documentation shall be presented:

. General Arrangement (LAYOUT) drawings ;
. Equipment List;
. Technical description of the modifications.
. Time schedule, indicating the critical paths and the main milestones.

A second technical proposal shall also be submitted, considering the following premises:

.Water depth ..... 1000 m
.Process plant capacity (oil) ..... 150.000 BPD
.Process plant capacity (gas) 3.500.000 Nm3/d
.Injection Water 30.000 m3/d
.Number of individual wells ..... 18 (production) 12 (water injection)
Oil ..... 20 °API
.Location ..... Campos Basin (Brazil)

All the performance data for these new premises shall be reestimated/recalculated using the data for the previous premises.

The minimum documentation to be presented shall be the same mentioned above.

PETROBRAS shall approve the required documents, as well as the project modifications and the purchasing of all equipment.

É CÓPIA FIEL DO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Palermo, january 27, 1995

Engº Joper Cezar de Andrade Filho

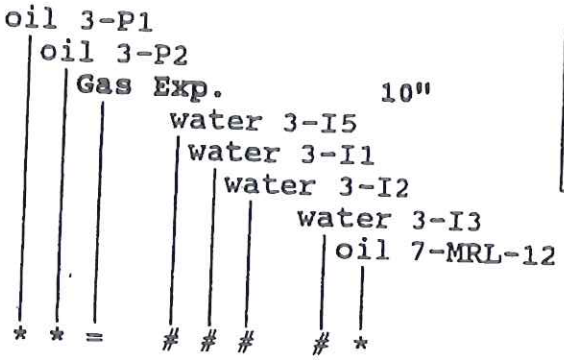
Engº Paulo Elias Mendonça

Engº Eduardo Karrer

FIGURES 1 TO 7

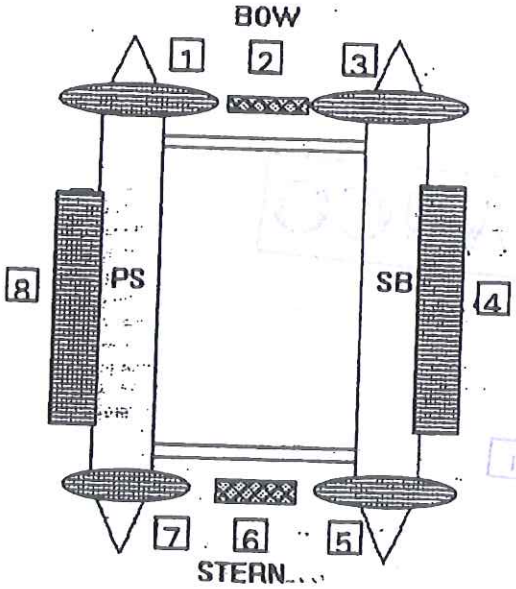
É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

H13.2.2 - Risers General Arrangement





water 3-I4 - #
oil 3-P6 - *
oil 3-P5 - *
water 3-MRL-5- #
Gas Imp. 8" - =
Oil Exp. 12" - =
Oil Exp. 12" - =
oil (spare)- *
oil (spare)- *
water 3-I8 - #
oil 4-P10 - *
oil 3-P13 - *
oil 3-P9 - *
water 4-I1 - #



* - oil 3-P4
= - water 3-I6
- oil 3-p7
* - oil 3-P8
= - Gas Imp. 8"
- water 3-I9
* - oil 3-P12

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

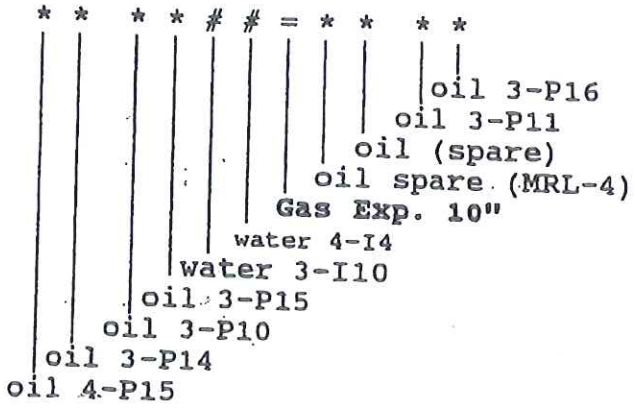
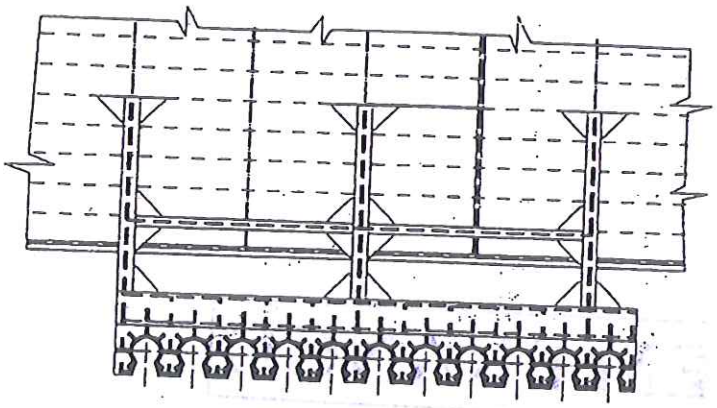


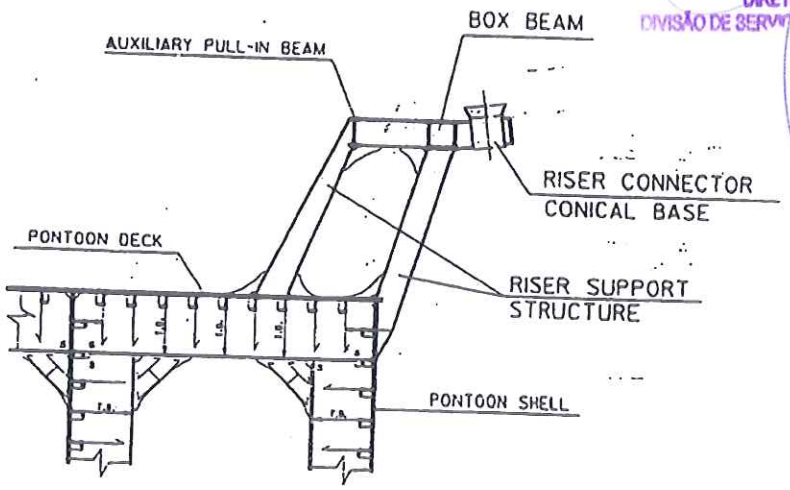
FIG 1



TOP VIEW

ILLUSTRATION ONLY

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

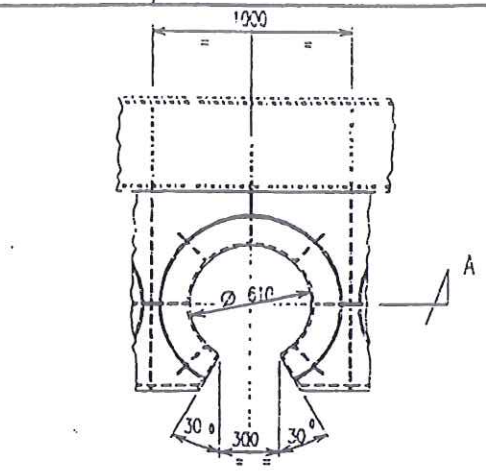


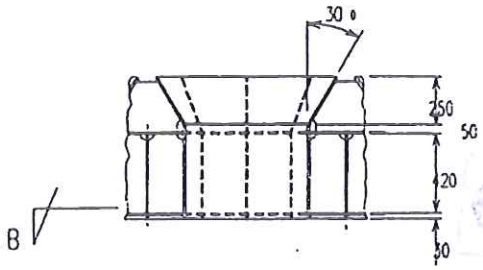
SECTION

ILLUSTRATION ONLY

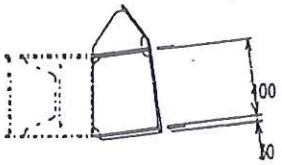
Figure H13.10 - Risers Support Structure on Pontoons Sides

FIG 21

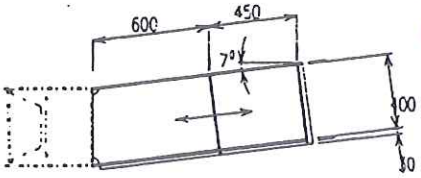




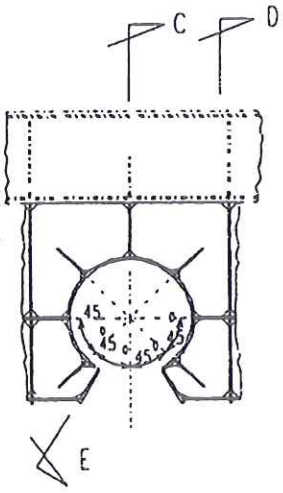
SECTION A



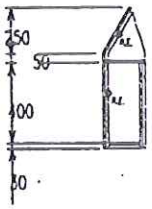
SECTION C



SECTION D



SECTION B



SECTION E

JOSÉ CARLOS PINENTEL GUSSÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

FIG. H13.9 - 4" RISER SUPPORT STRUCTURE DETAILS

FIG 3

H13.1.2 - Flexible and Rigid Risers Technical Specification

Line	Diameters (mm)		Weight (1)	Axial Stiffness	Bending Stiffness
	Inside	Outside	(kg/m)	(kN)	(kN.m²)
2 ½" gas lift Flex	62.5	115.9	27.70	0.91 E 5	1.74
4" gas lift Flex	101.6	155.0	43.10	0.13 E 6	4.78
4" injection Flex	101.6	155.0	43.10	0.13 E 6	4.78
4" production Flex	101.6	155.0	43.10	0.13 E 6	4.78
10" exp. gas Flex	241.3	327.9	106.03	454545	59.91
8" imp. gas Rigid	193.7	219.1	64.61	1.7 E 6	9.11 E 3
10" exp. gas Rigid	241.3	273.05	100.54	2.7 E 6	22.03 E 3
12" exp. oil Rigid	288.8	323.8	129.46	3.5 E 6	41.00 E 3
19" sea water lift caisson	482.6	581.6	227.36	0.63 E 6	1182.35
Umbilical 5x3/8" Flex	---	91.0	16.30	92,360	0.20
Umbilical 9x3/8" Flex	---	114.0	22.40	153,660	0.31

É CÓPIA FIEL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

		BOW	PS	STERN	SB	TOTAL
PRODUCTION WELLS	PROD. 4" Flex	3	7	8	4	22
	GAS LIFT 2" 1/2 Flex	3	5	5	4	17
	GAS LIFT 4" Flex	-	2	3	-	5
	UMB. 9 X 3/8" Flex	3	7	8	4	22
INJECTION WELLS	INJ. 4" Flex	4	4	2	2	12
	UMB. 5 X 3/8" Flex	4	4	2	2	12
EXP. / IMP. SYSTEM	GAS EXP. 10" Flex	1	-	-	-	1
	GAS EXP. 10" Rigid	-	-	1	-	1
	OIL IMP. 8" Rigid	-	1	-	1	2
	EXP. OIL 12" Rigid	-	2	-	-	2
TOTAL		18	32	29	17	96

- TABLE H13.3 -
Distribution of Lines

SECTION T2 - FACILITIES DESCRIPTION

The system now being provided shall supply to the Platform operating sector of the P- the following facilities:

T2.1 - PUBLIC TELEPHONE SYSTEM

The Public Telephone System shall make possible external communication with the offices of Brazilian companies, manufacturers, suppliers etc. Furthermore, it shall permit that private telephone calls be made.

T2.2 - PRIVATE TELEPHONE SYSTEM

The Private Telephone System shall allow the telephone traffic of the internal communications with the platform, including the remaining platforms of the Campos Basin and other PETROBRAS Units.

T2.3 - SOUNDING SYSTEM

The Sounding System (notices,alarms and music) shall permit the traffic of communications and operating notices and safety warning. Furthermore, it will allow the reception of AM and FM broadcast signals on previously established areas of the Platform.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL COSTA
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

T2.4 - RADIO OPERATING COMMUNICATIONS

By means of it shall be possible to establish communication of an operational nature to serve the activities of operation, movement of loads, safety, salvage and rescue, EMBRATEL coastal stations etc.

The Operating Radio System shall be formed by the following networks:

T2.4.1 - VHF/FM-SMM Network (Maritime Mobile Service)

Allowing communication with the Platform and vessels.

T2.4.2 - VHF/AM-SMA Network (Aeronautical Mobile Service)

Allowing communication for air support between the platform and helicopters.

T2.4.3 - HF/SSB-SAP Network (Platform Support Service)
Allowing communication for support between the platforms and PETROBRAS base in Macae.

T2.4.4 - HF/SSB-SMM Network (Maritime Mobile Service)

Allowing communication with support vessels and EMBRATEL coastal network.

T2.4.5 - UHF/FM-SPM Network (Production & Maintenance Service)

Allowing internal communication between the platforms in connection with safety, utilities, maintenance and production/transfer of oil and gas.

T2.4.6 - Global Maritime Distress and safety system (GMDSS).

International Distress and Safety System Coordinated by IMO SOLAS.

T2.4.7 - Radio Beacon

Used to direct air navigation.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PAVENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

T2.5 - FAC-SÍMILE (FAX)

The fac-símile will allow transmission and reception of written and graphic information between the platforms, and between the latter and the land terminals (Support Base, Oil and Gas Transfer control Buildings and the Company's offices).

T2.6 - DATA COMMUNICATION

Allowing integrated communication to the teleprocessing system at RPSE (Campos Basin headquarter, in Macae).

T2.7 - MULTICHANNEL SYSTEM

The system will permit interconnecting the facilities described in this report with the Platform PETROBRAS- , with the remaining Platforms of the Campos and Macae Basin, and the entire PETROBRAS system.

T2.8 - TV RECEPTION SYSTEM

This system will allow the reception of signals from TV transmitters, directly from the satellite system located on the Platform and signals UHF TV from platform P- .

T2.9 - ENERGY SYSTEM FOR TELECOMMUNICATIONS

The Energy System for Telecommunications will permit AC and DC feeding to all telecommunications equipment on the platform.

It will maintain in continuous operation, for a given period off-time, all the telecommunications equipment deemed essential, regardless of failures in the primary feeding of the platform.

FIG 6

MAIN DATA			FLASH COMPRESSOR		LP COMPRESSOR	
			DESIGN	REQUIRED	DESIGN	REQUIRED
FLOW RATE	$\dot{m}$	kg/h	20347	11000	15794	8537
COMP. FACTOR	Z	-	0,99	0,99	0,968	0,968
MOL. WEIGHT	MW	-	33.165	33.09	30.355	30.355
CP/CV	K	-	1.155	1.155	1.177	1.177
SUCTION PRESSURE	P_s	bar	1.196	1.20	4.33	4.31
DISCH. PRESSURE	P_d	bar	5.03	5.04	16.30	16.20
SUCTION TEMP.	T_s	°K	322	313	300	313
GAS CONSTANT	R	8314 / MW	251,94	251,94	277,13	277,13
PRESSURE RATIO	π	P_d/P_s	4,20	4,20	3,76	3,76
ACTUAL INLET FLOW	Q	m^3/s	3.795	1.988	0.815	0,462
ADIABATIC HEAD	Had	Nm/kg	127103	123551	117864	123054
COMPRESSOR SPEED	N	rpm	12000	?	12000	?
POLY. EFFICIENCY	n	%	77	≈ 75	71,3	≈ 68
POWER	Pot	kw	1288	744	1000	592

$$Q = \frac{\dot{m}\, Z.R.T_s}{P_s} \qquad Had = Z.R.T_s \frac{\left[(\pi)^{\frac{k-1}{k}} - 1\right]}{(k-1)/k} \qquad Pot = \frac{Had.\,\dot{m}\,(1.2)(1.15)}{1000\,\eta p.}$$

FINCANTIERI
Cantieri Navali Italiani S.p.A.
DIVISIONE COSTRUZIONI MERCANTILI

FIGURE 7A

data 26/01/95
nome
pag. di

COPIA FATTA FUORI DOCUMENTO CONTROLLATO
JOSE CARLOS PINHEIRO GUEDES
DIRETTORE
DIVISIONE SERVIZI DI DIREZIONE

copyright by law

~~Figure 9~~

OPERATING CASE - MINIMUM MOLECULAR WEIGHT / GUARANTEE POINT

TNPSS TEST 15 June 1992

Meas. Curve

SANA TRENOSETTER 15000 FLASH GAS COMPRESSOR

8BK26 M.W.= 33.165 (MIN M.W.)
ABS.SUC.PRESS.= 1.196 BAR SP.GRAV.= 1.1450
SUC.TEMP. = 49.16 DEG C DES.SPD.= 12000. RPM

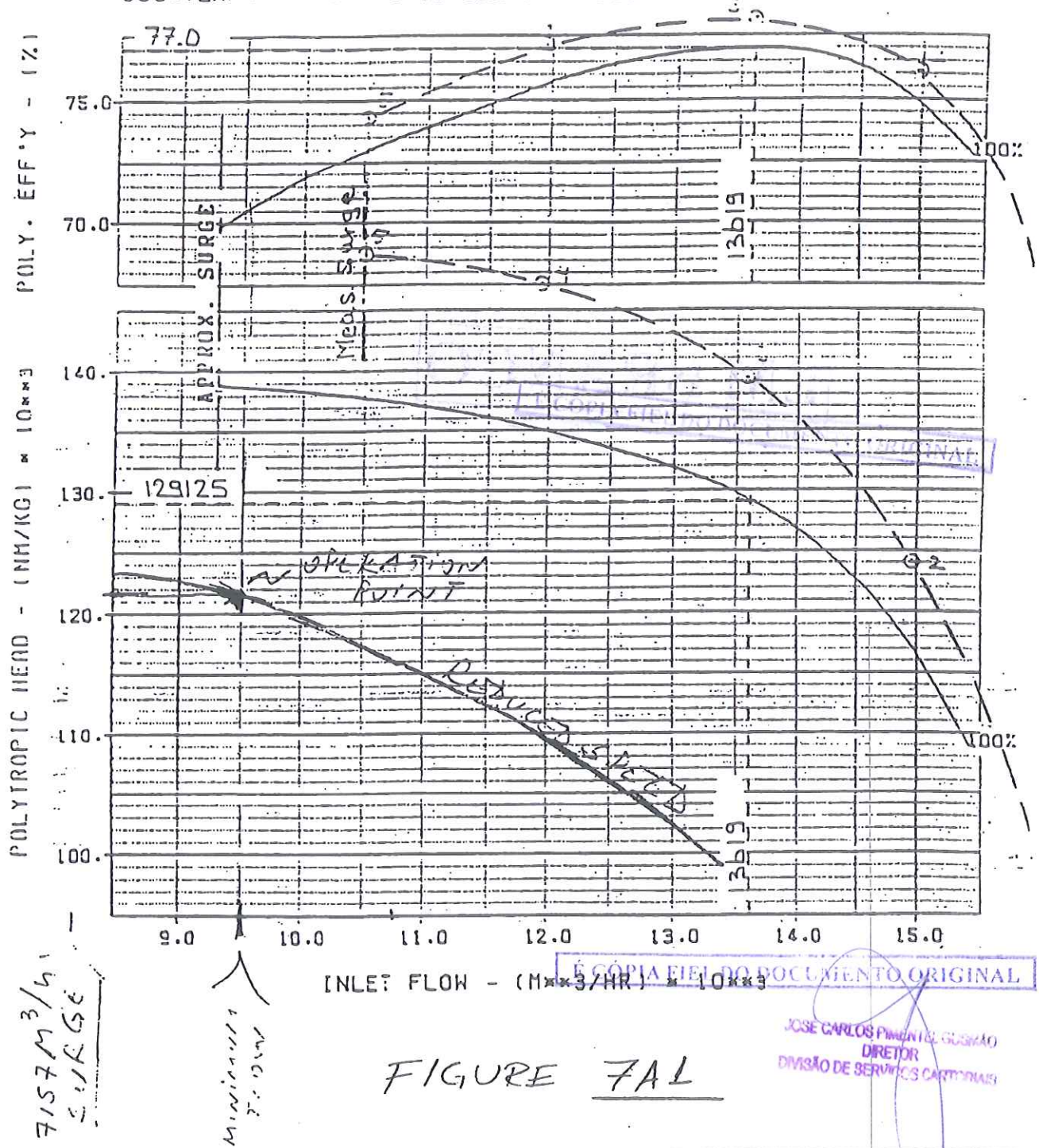


FIGURE 7A1

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

REV.	ALTERATIONS	DATE	BY	CHK	PAGE 5 of 22	C068604A000
2	Updated	13-03-92	TN	HS	Title:	DELAVA STORK
1	Updated	02-12-91	TN	GMa	Performance curves	
-	Issued	01-08-91	RKS	TN	(Flash/LP compressor)	

rev. column

24 8003 REV 1

copyright by law

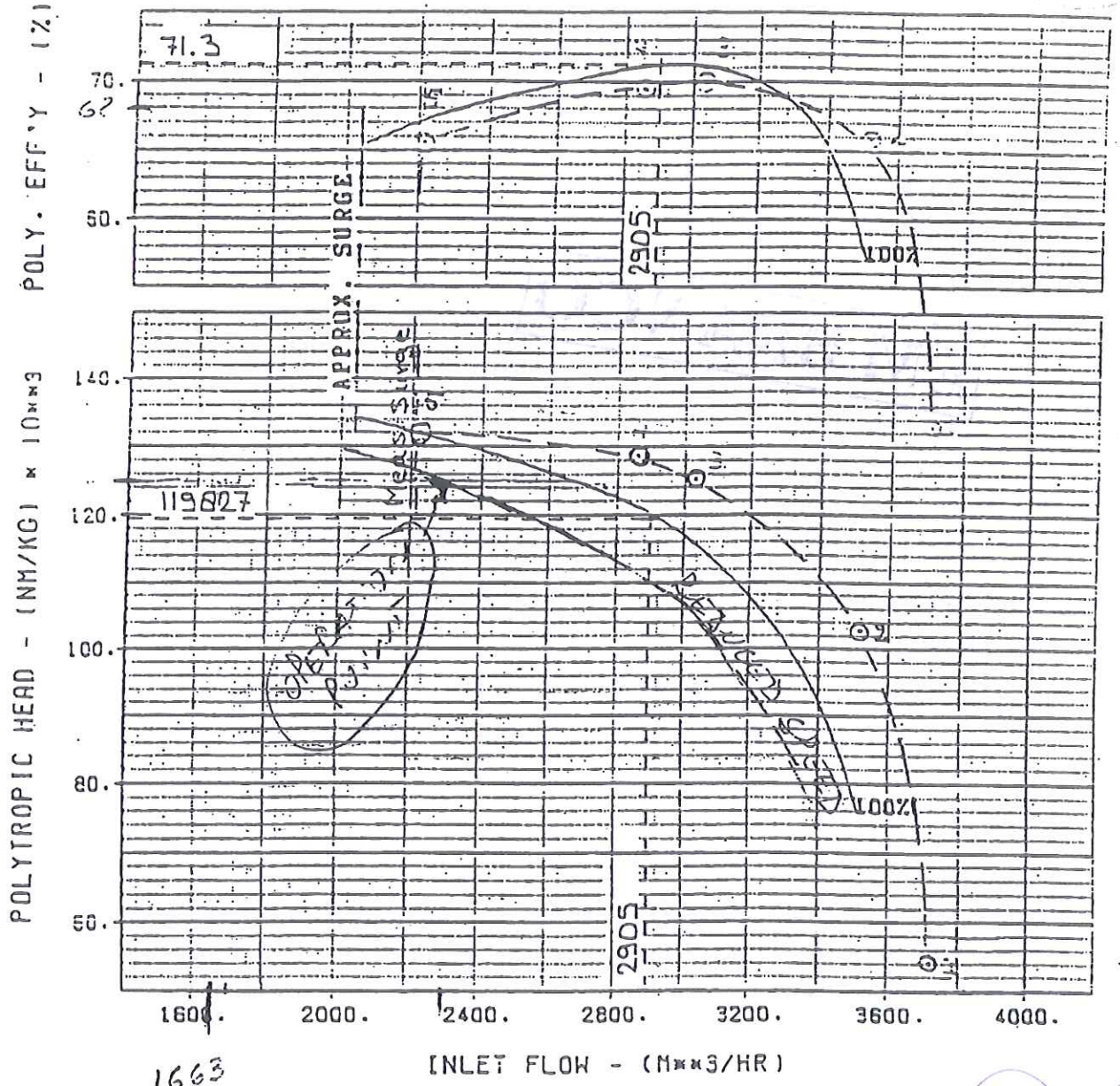
OPERATING CASE - MINIMUM MOLECULAR WEIGHT / GUARANTEE POINT

WITNESS TEST 15 June 1992 ~~Figure 3~~

—○— Meas. Curve

SANA TRENDSETTER 15000 LP COMPRESSOR

8BK26 M.W.= 30.355 (MIN M.W.)
ABS.SUC.PRESS.= 4.33 BAR SP.GRAV.= 1.0511
SUC.TEMP. = 26.8 DEG C DES.SPD.= 12000. RPM



1663

SURGE

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL QUEIRÓS
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

FIGURE 7A2

2	Updated	13-03-92	TN	HB	Title:	DELAVAL STORK
1	Updated	02-12-91	TN	GMa	Performance curves	

24 8003-REV1

COPIA DEL DOCUMENTO ORIGINAL

MAIN DATA

			HP COMPRESSOR		EXPORT COMPRESSOR	
			DESIGN	REQUIRED	DESIGN	REQUIRED
FLOW RATE	$\dot{m}$	kg/h	94000	84500	84936	76352
COMP. FACTOR	Z	-	0,961	0,975	0,857	0,925
MOL. WEIGHT	MW	-	21,95	19,05	21,57	18,99
CP/CV	K	-	1,229	1,280	1,243	1,370
SUCTION PRESSURE	P_s	bar	15,0	15,0	44,98	51,40
DISCH. PRESSURE	P_d	bar	46,78	52,50	170	180
SUCTION TEMP.	T_s	°K	324,86	313	301	312
GAS CONSTANT	R	8314 / MW	378,77	436,43	385,44	437,81
PRESSURE RATIO	π	P_d/P_s	3,12	3,50	3,78	3,50
ACTUAL INLET FLOW	Q	m^3/s	2,06	2,08	0,52	0,54
ADIABATIC HEAD	Had	Nm/kg	149873	191954	150986	188964
COMPRESSOR SPEED	N	rpm	10510	11511	10510	11511
POLY. EFFICIENCY	η	%	77,1	74	69,3	66,5
POWER	Pot	kw	5402	6523	5839	6477

$$Q = \frac{\dot{m}\, Z.R.T_s}{P_s} \qquad Had = \frac{Z.R.T_s\left[(\pi)^{\frac{k-1}{k}} - 1\right]}{(k-1)/k} \qquad P_{el} = \frac{Had.\,\dot{m}\,(1.2)(1.15)}{1000\,\eta p}$$

FIGURE 7B

data 26/6/95

nome

pag. di

copyright by law

OPERATING CASE - GUARANTEE POINT

⊙--⊙ AS BUILT

WITNESS TEST 14 July 1992

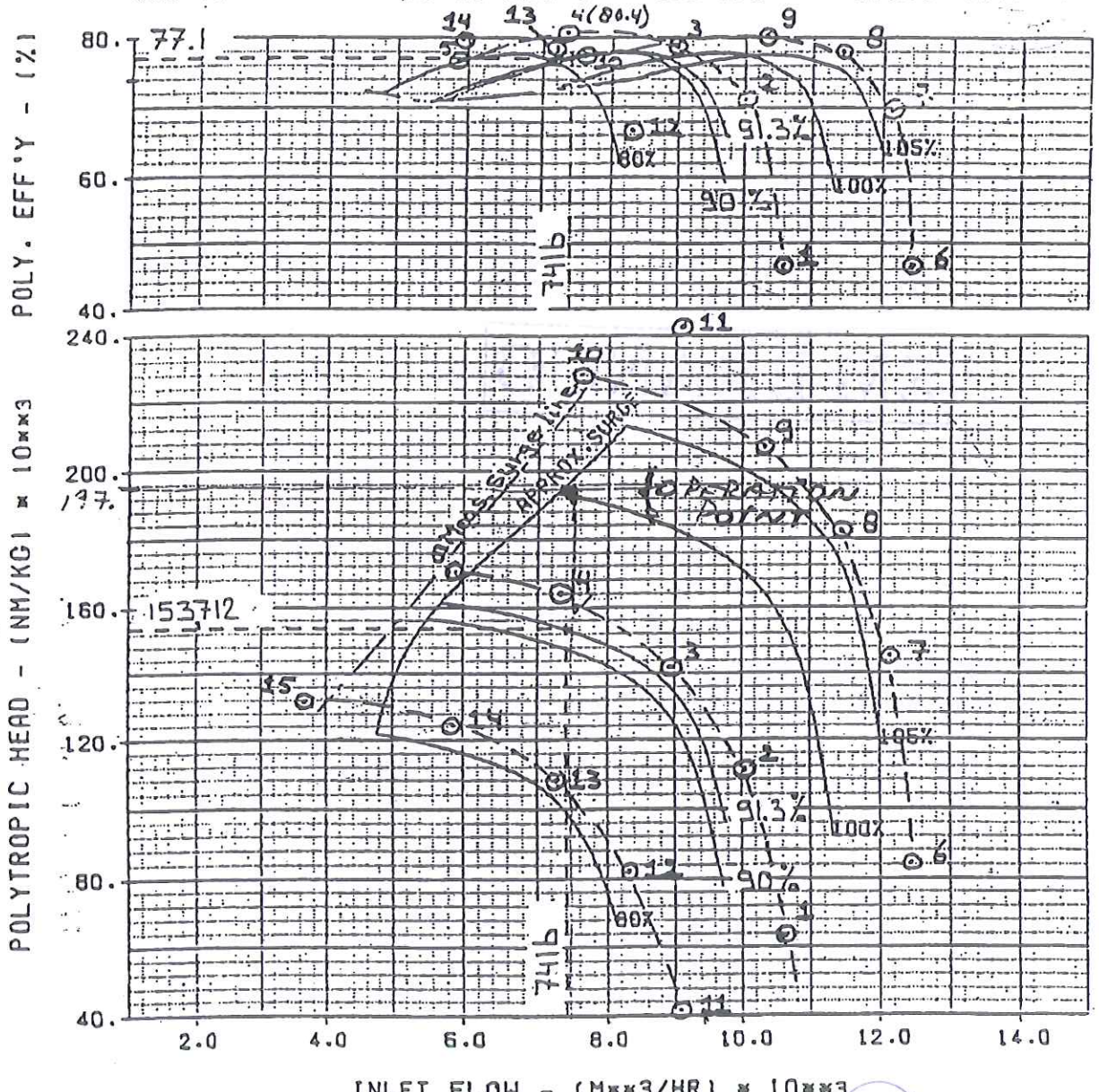
⊙-⊙ Meas. POINTS

SANA TRENDSETTER 15000 HP COMPRESSOR

6B26 CASE: GUARANTEE POINT

ABS.SUC.PRESS.= 15.00 BAR SP.GRAV.= 0.7577

SUC.TEMP. = 51.86 DEG C DES.SPD.= 11500. RPM



ESCRITA EFETUADA POR MEIO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

FIGURE 7B1

2	Updated	06-03-92	TN	JS	TITLE:	DELAVAL STORK
1	Updated	07-01-92	TN	GMa	Performance curves HP/Export compressors	
-	Issued	01-08-91	GMa	TN	TRC 324	

24 8003-REV.1

copyright by I

OPERATING CASE - GUARANTEE POINT

⊙--⊙ AS BUILT

SANA TRENOSETTER 15000 EXPORT COMPRESSOR 3249

⊙-⊙ MEASURED PERFORMANCE CURVE WITNESS TEST 30 JULY 1992

7826 CASE: GUARANTEE POINT

ABS.SUC.PRESS.= 44.98 BAR SP.GRAV.= 0.7447

SUC.TEMP. = 28.00 DEG C DES.SPD.= 11500. RPM

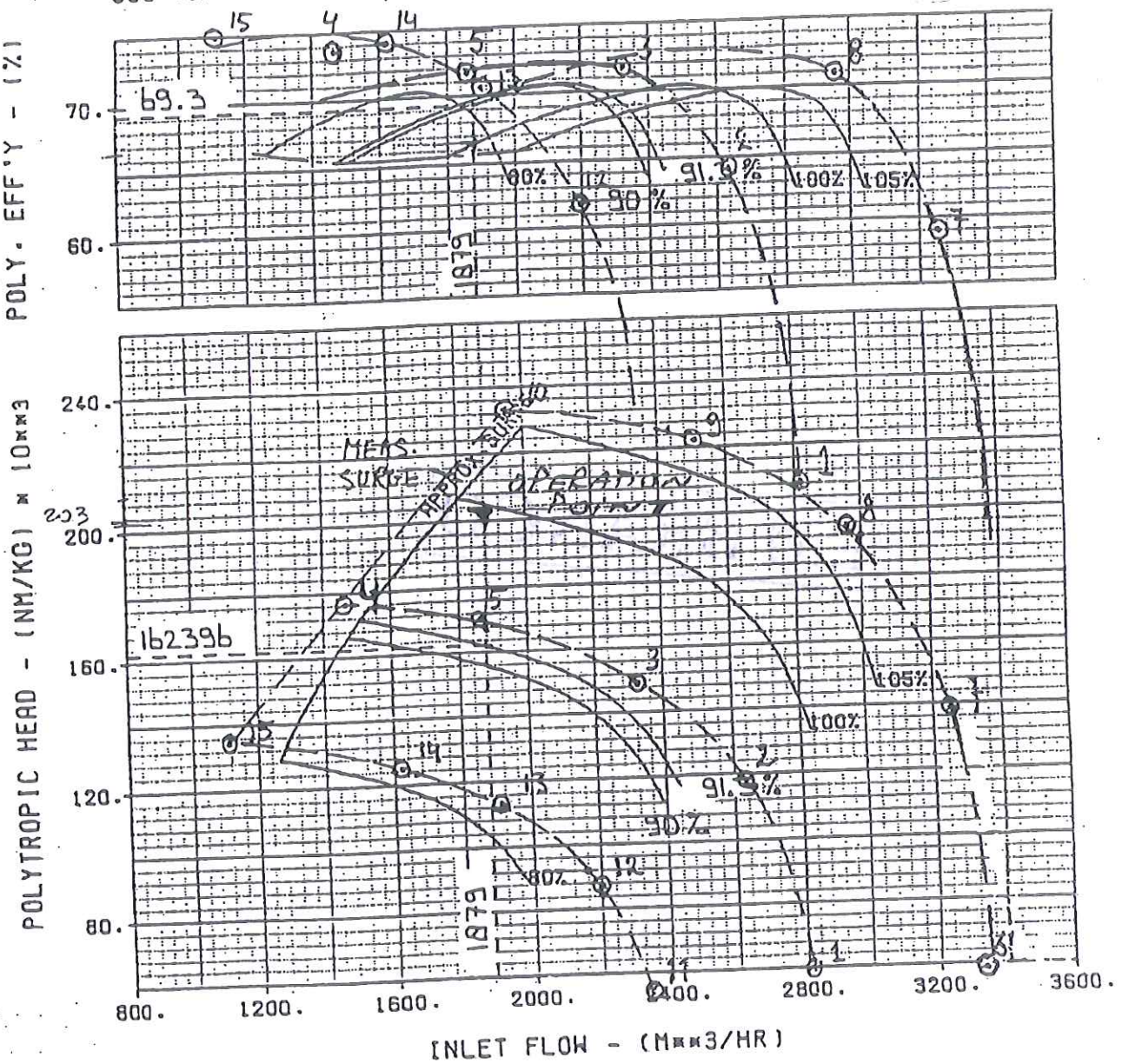


FIGURE 7B2

CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

REV	ALTERATIONS	DATE	BY	CHK	TITLE:	DELA STOR
2	Updated	06-03-92	TN	MS	Performance curves HP/Export compressors	
1	Updated	07-01-92	TN	GMa		
-	Issued	01-08-91	GMa	TN	TESTREPORT TRC 334	
					Figure -13- PAGE 7 of 28	

rev. column

24 8003-REV.1

Anexo B

Relatório Fotográfico

DOMÍNIO PÚ

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Foto 1 - Unidade de Injeção de Produtos Químicos na Água

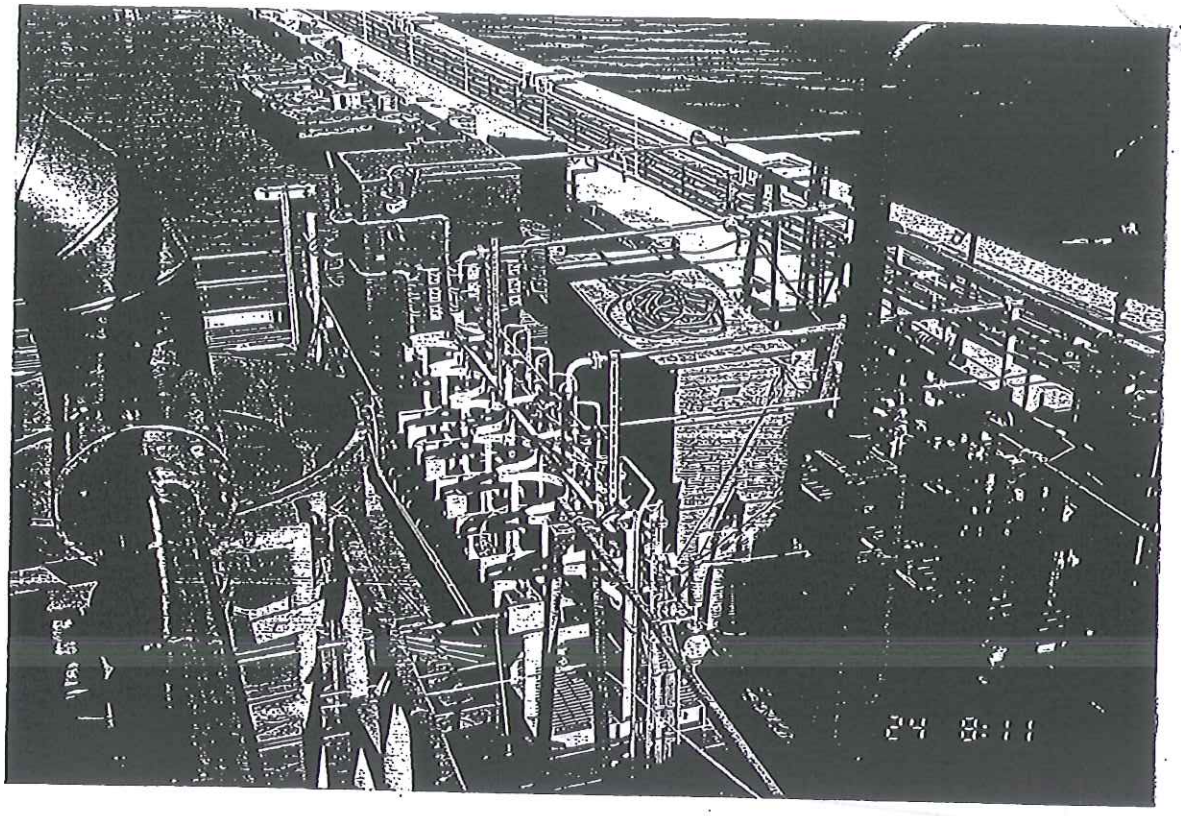


Foto 2 - Torre de Perfuração

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GOMES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

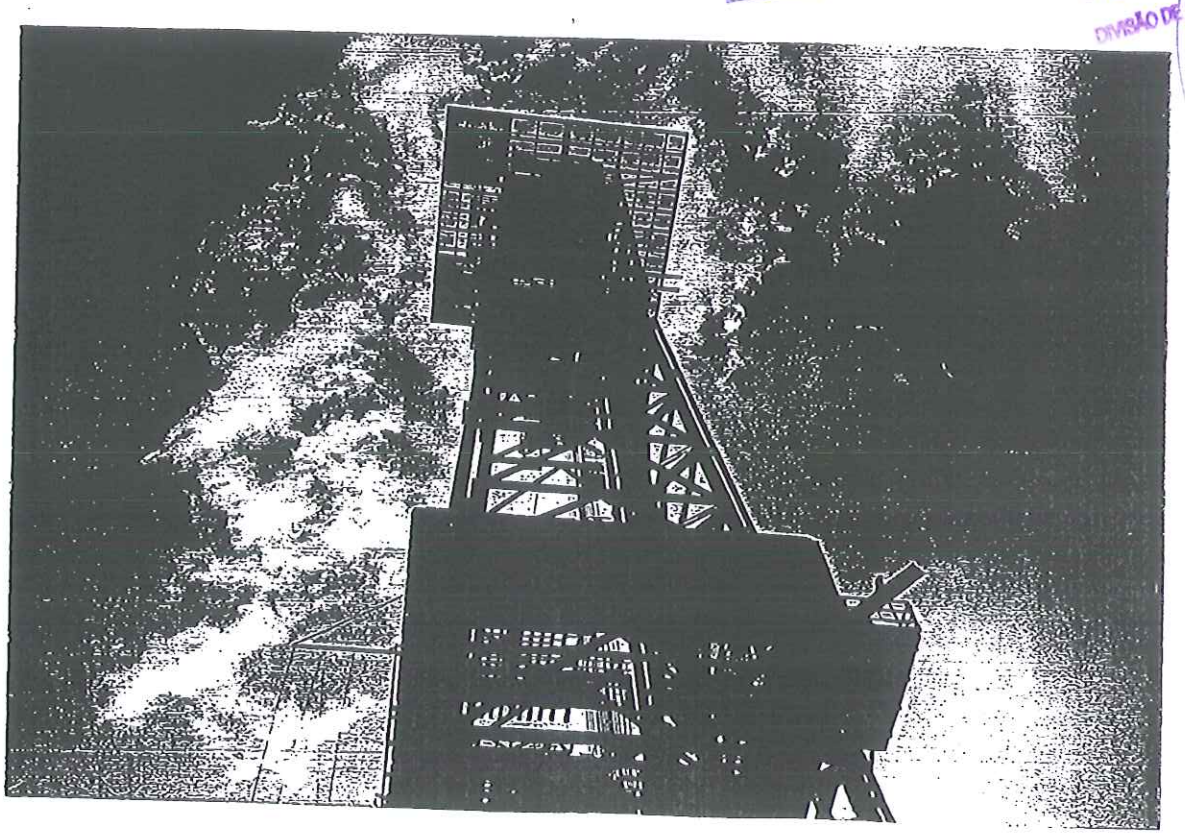
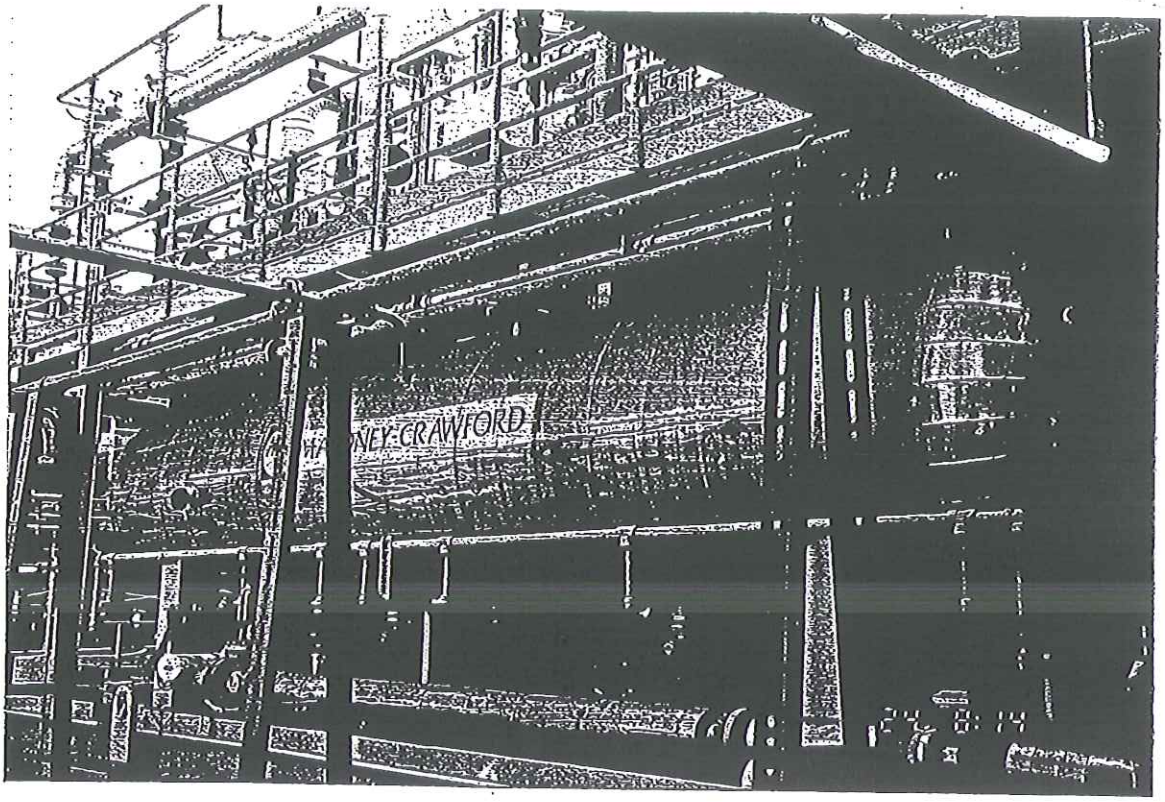


Foto 3 - Separador de Teste



É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS FIRMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

Foto 4 - Estrutura de Suporte dos Risers

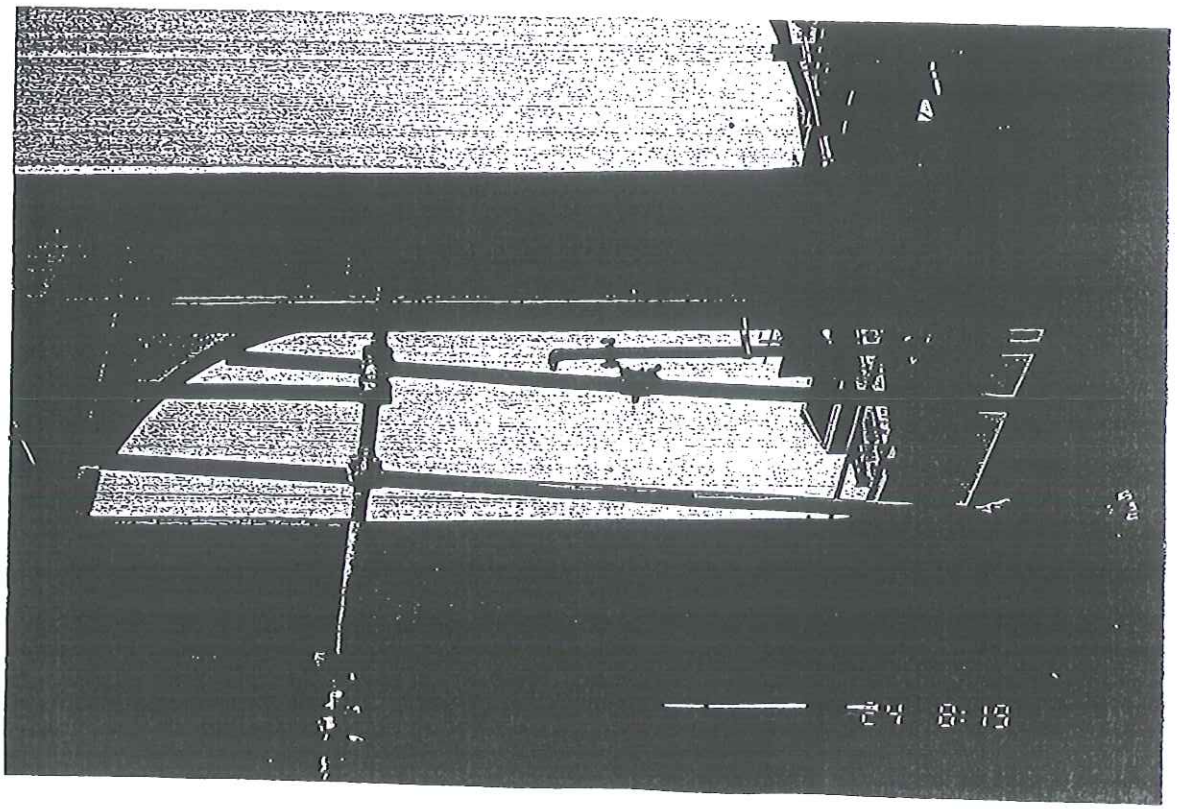
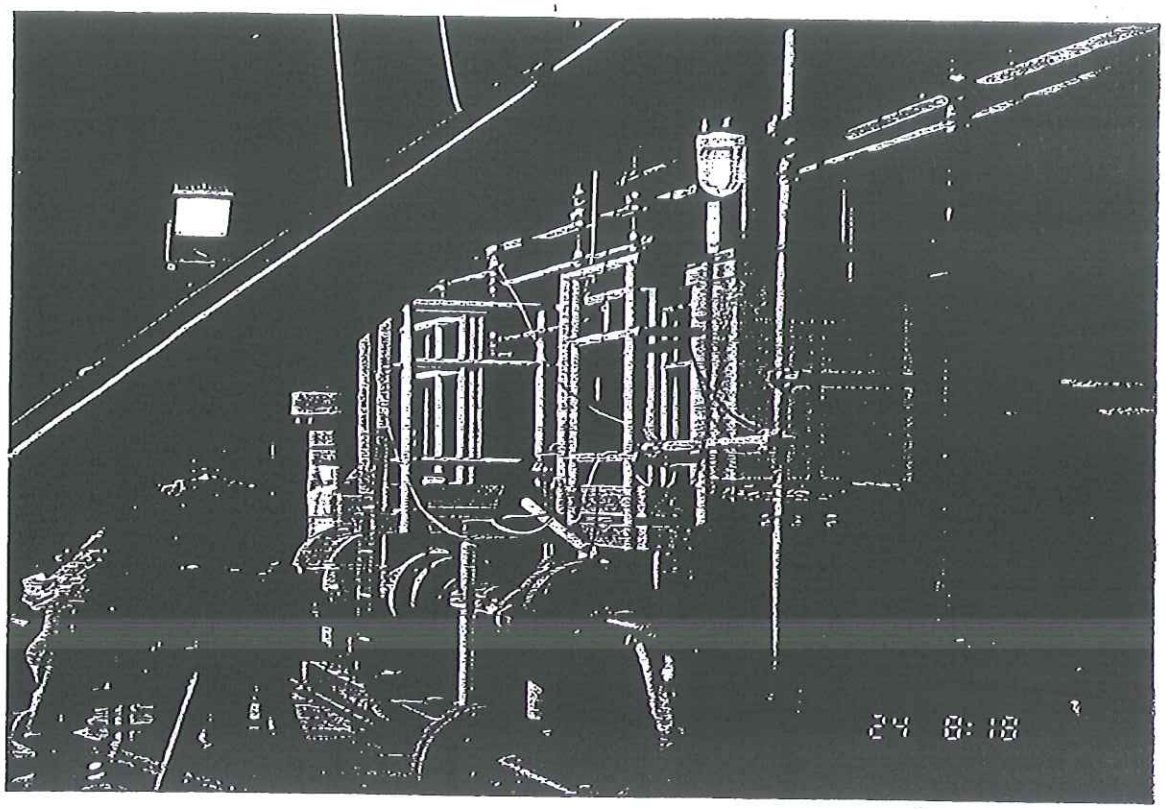


Foto 5 - Coletor de Injeção de Água



É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

Foto 6 - Coletor de Óleo (Produção)

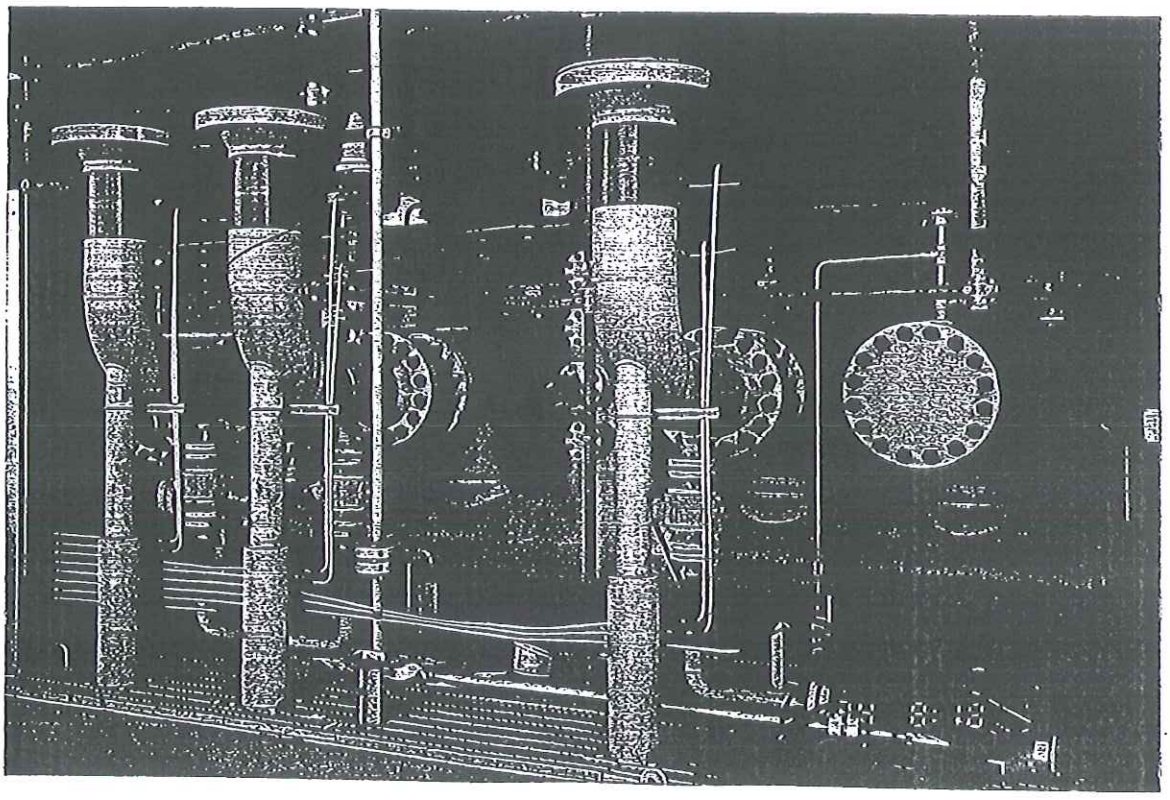
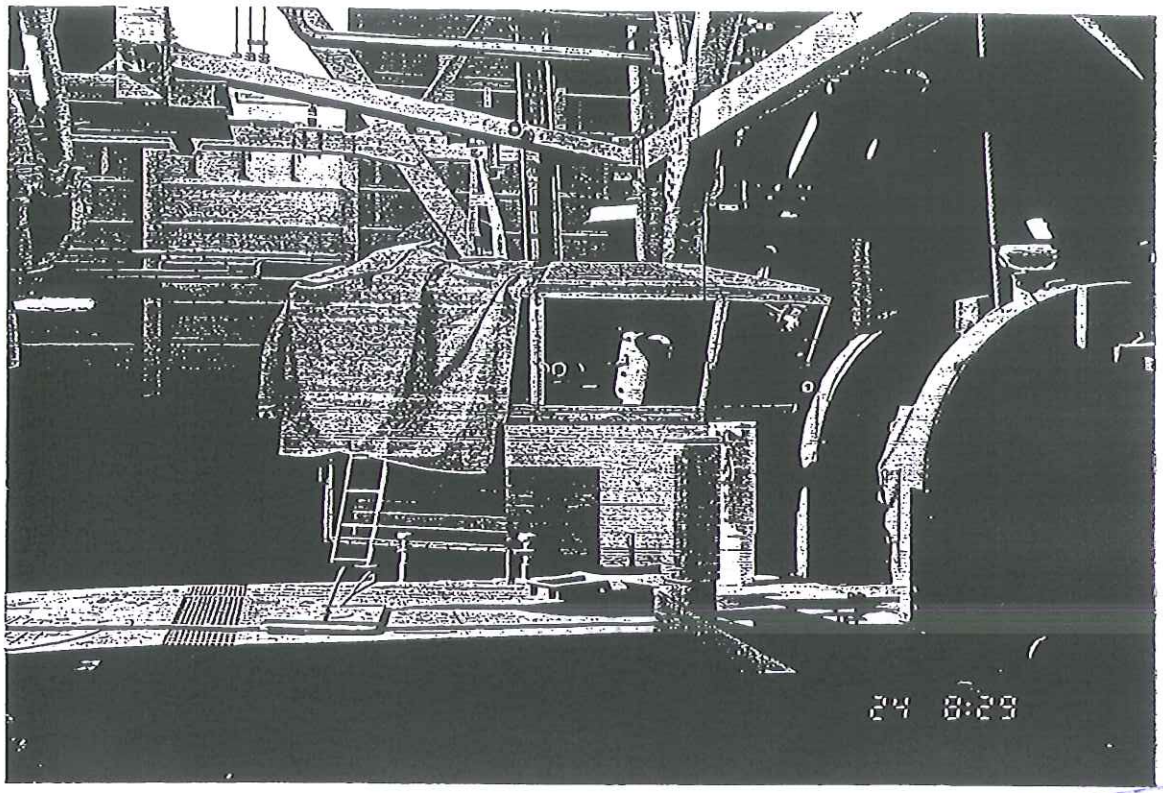


Foto 7 - Cabine de Comando da Perfuração (Moon Pool)



É CÓPIA FIEL DO DOC ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

Foto 8 - Rota de Fuga embaixo do Pipe-Rack (área de processo)

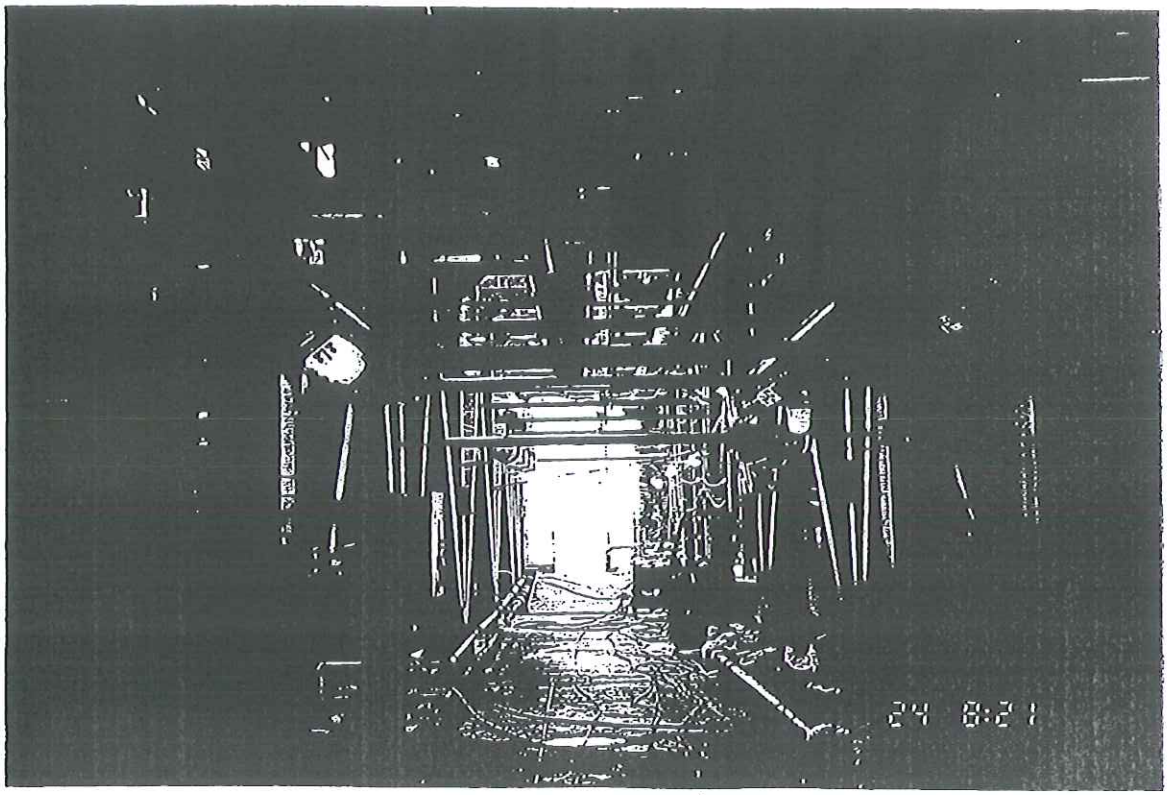
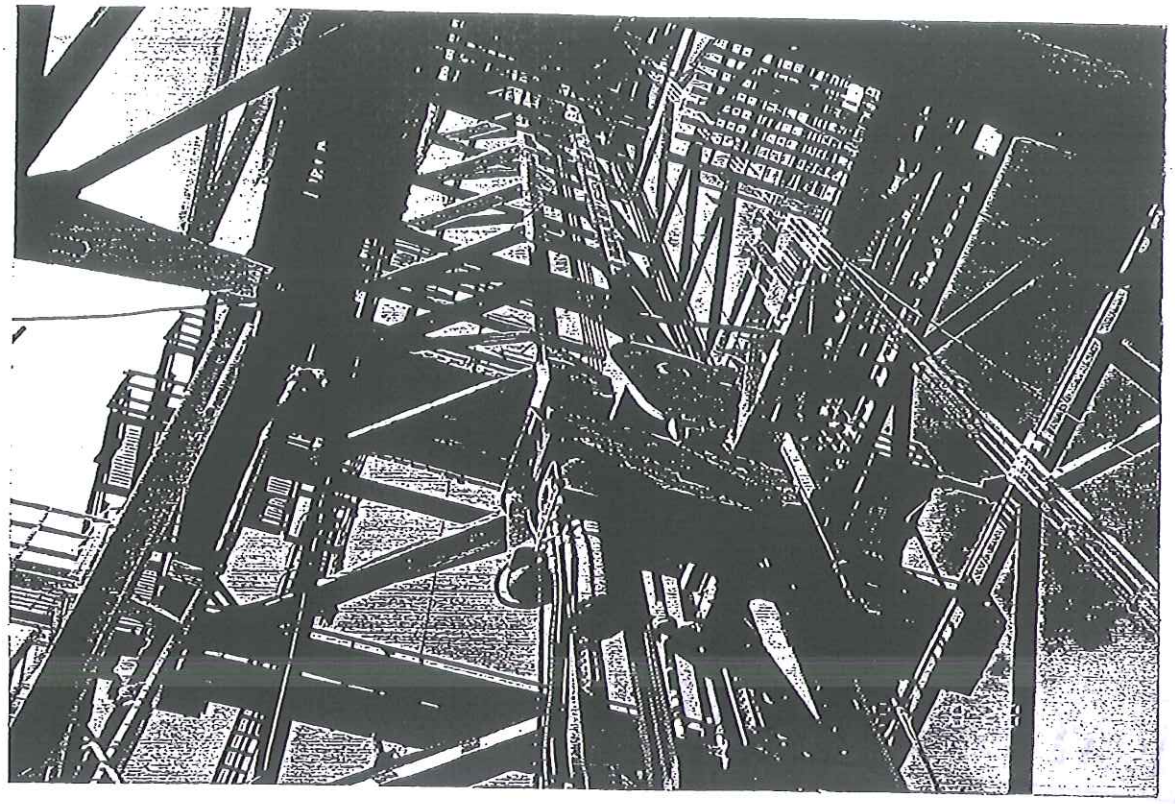


Foto 9 - Torre de Perfuração



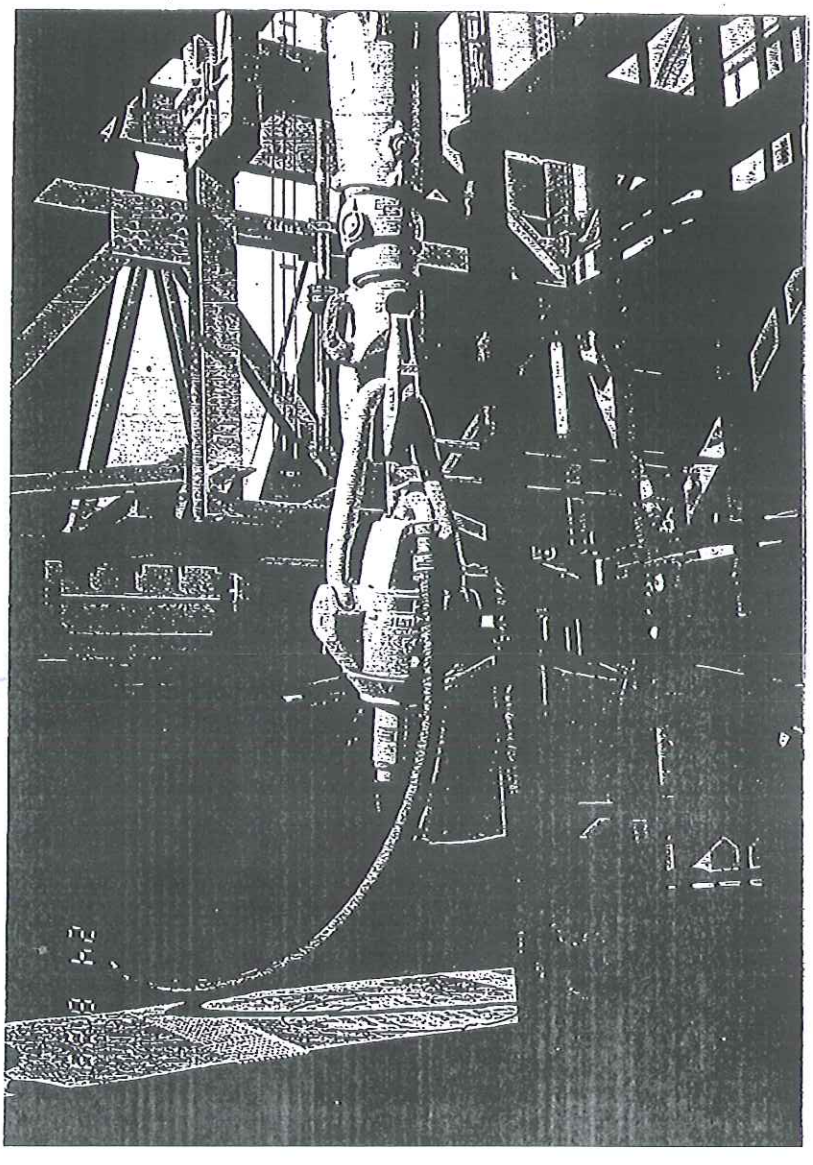
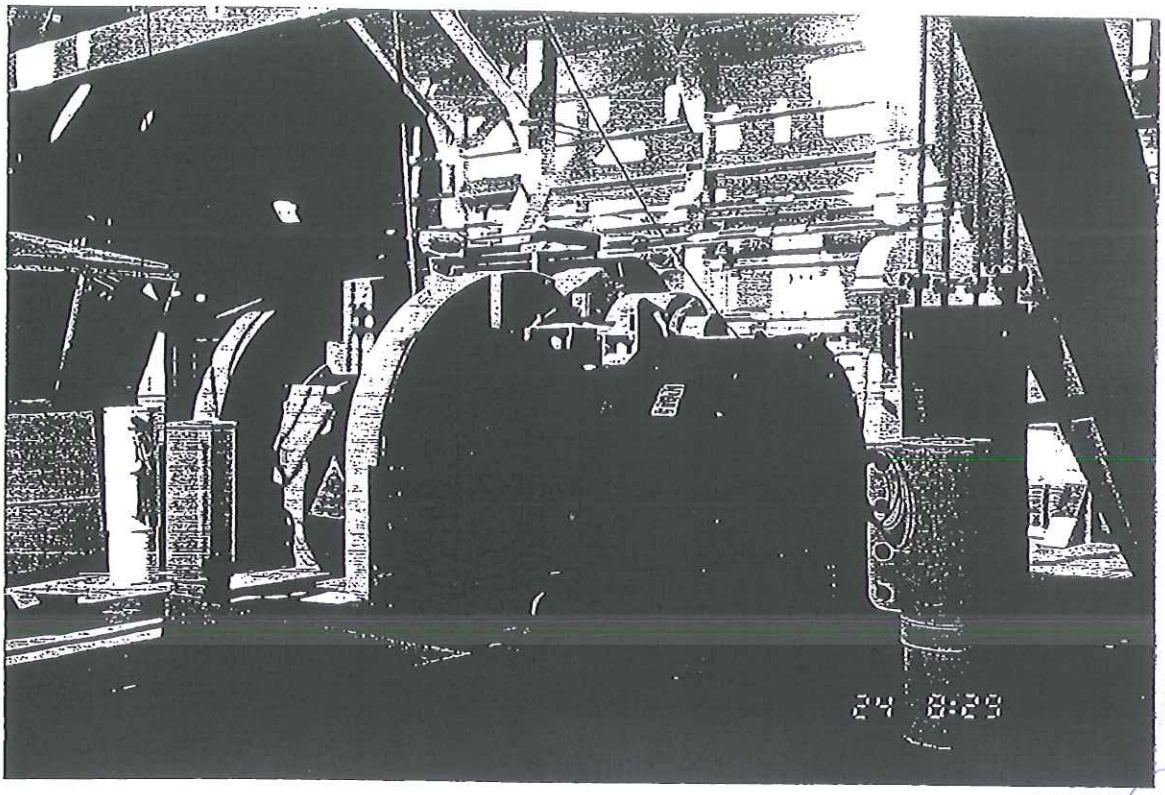


Foto 10 - Extremidade da Coluna de Perfuração

É CÓPIA FIEL DO
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

Foto 11 - Guincho da Perfuração



É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

Foto 12 - Manifold da Unidade de Perfuração

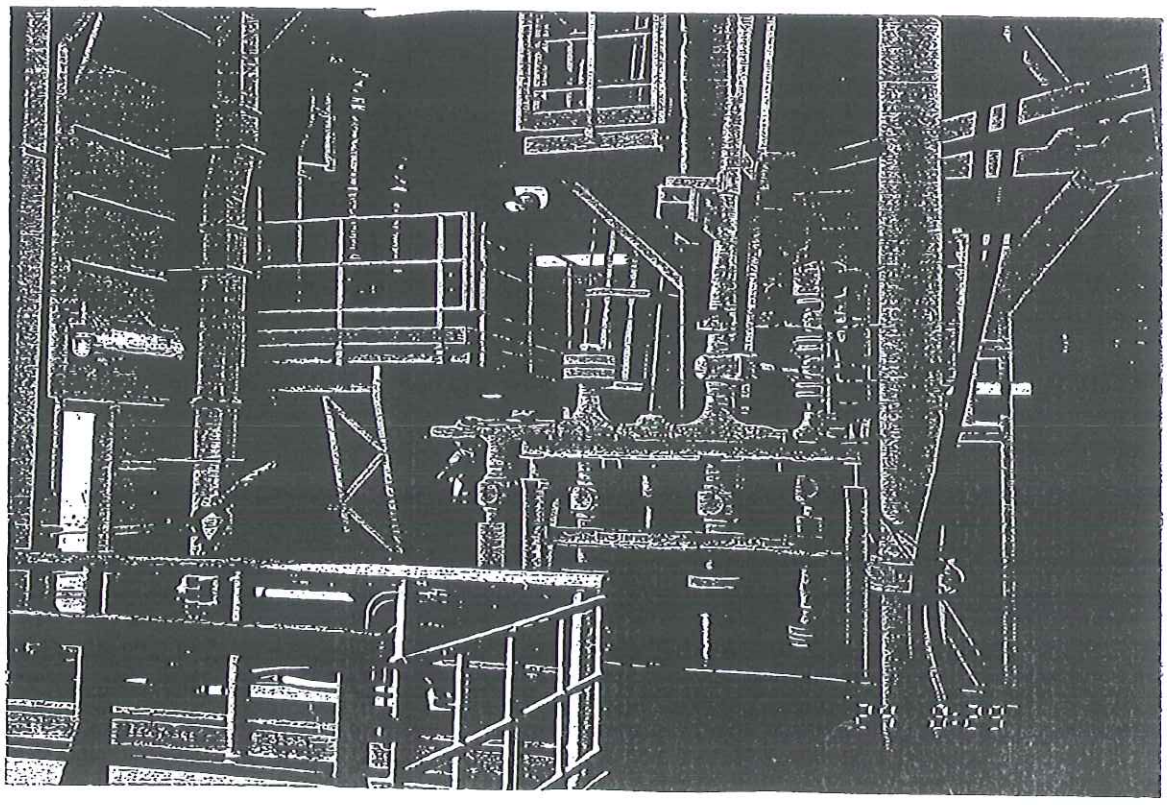
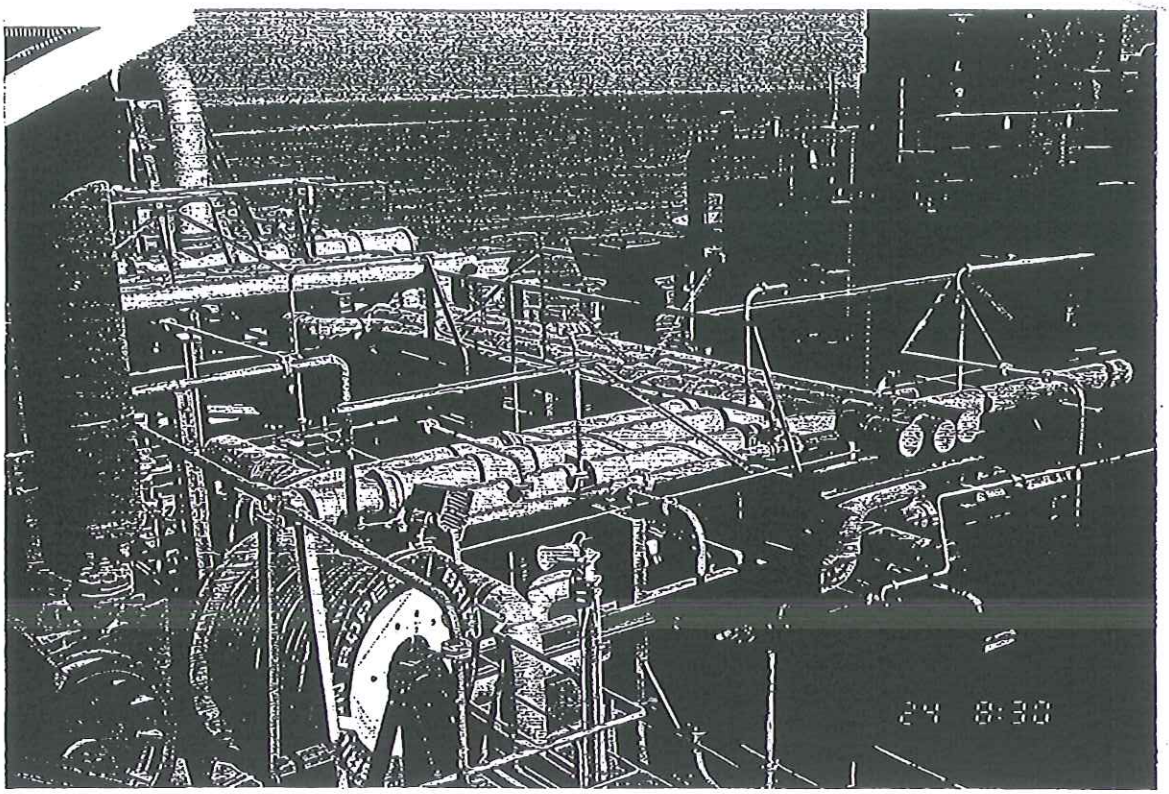


Foto 13 - Pipe Rack (Área de Processo)



É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS [illegible] GARRIDO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Foto 14 - Guincho da Perfuração

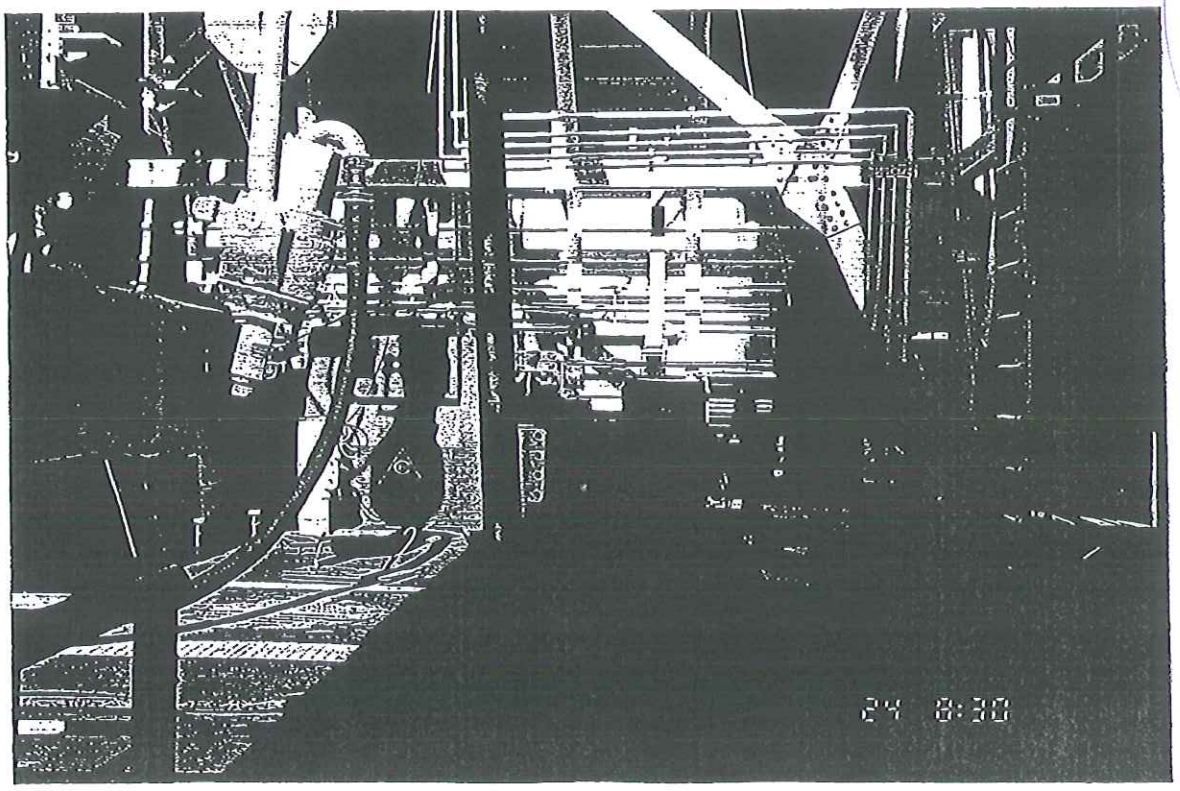


Foto 15 - Pipe Rack (Área de Processo)

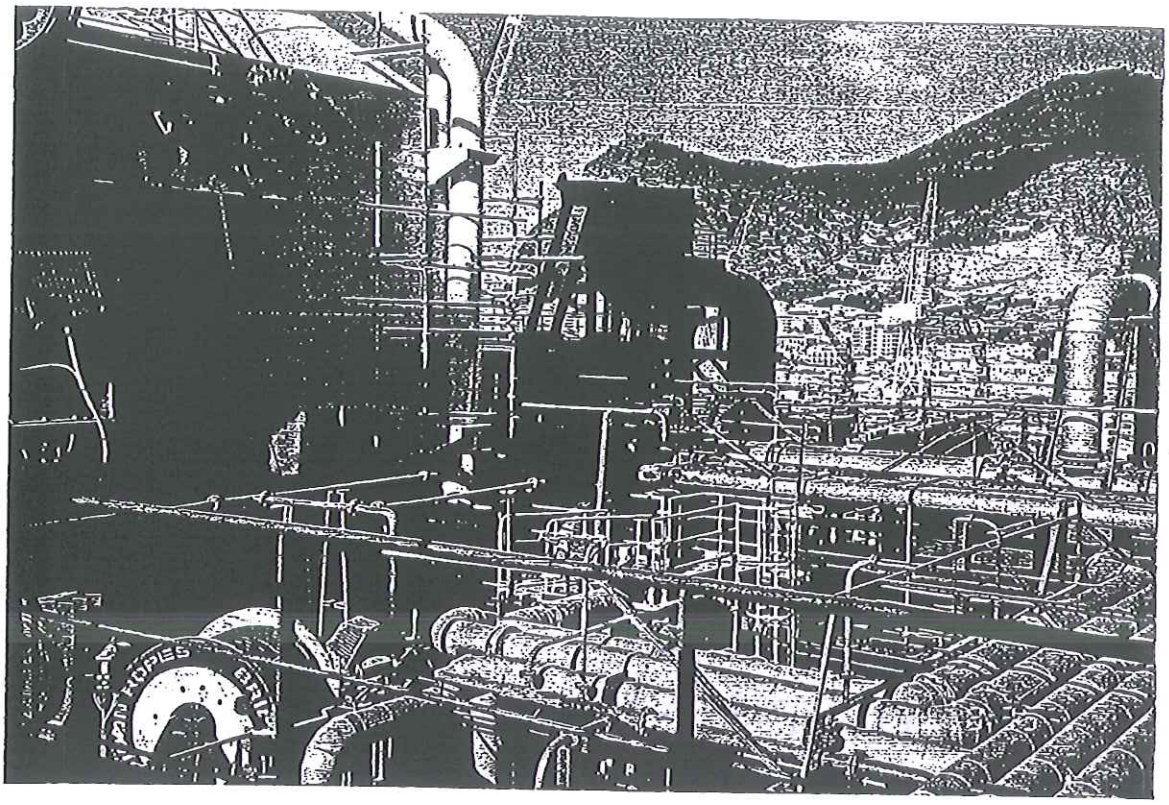
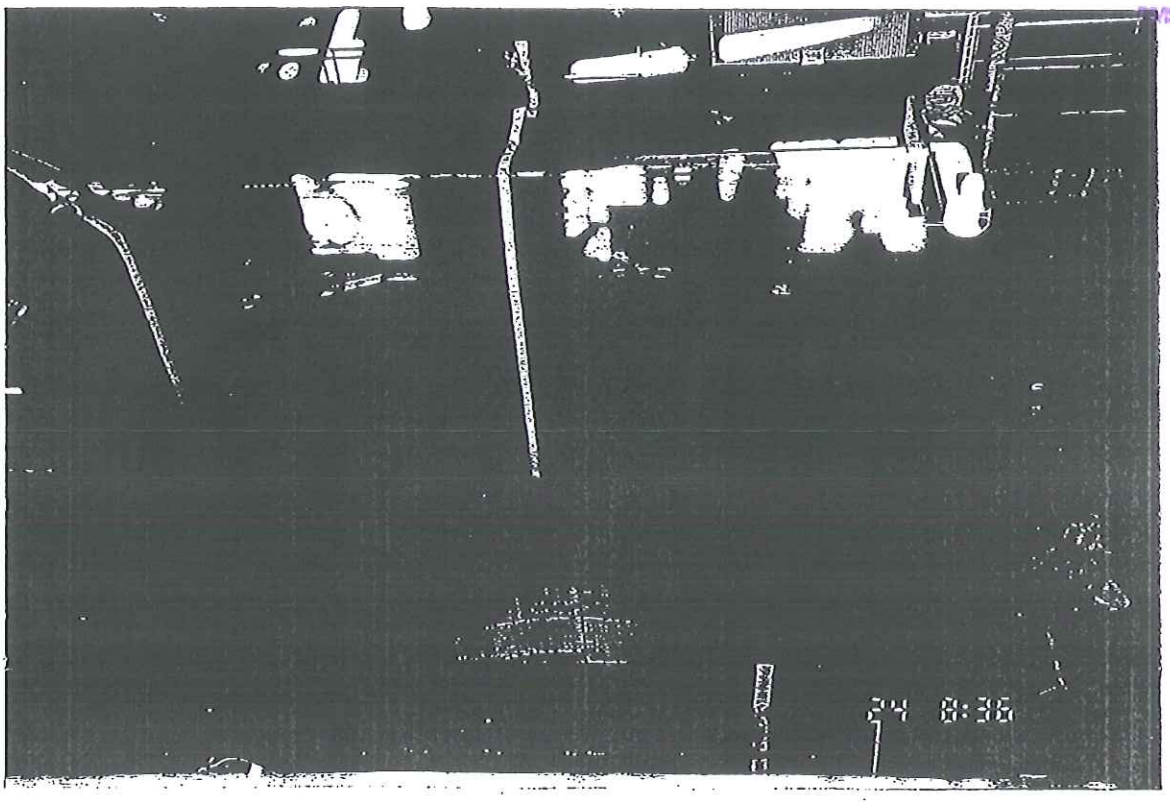
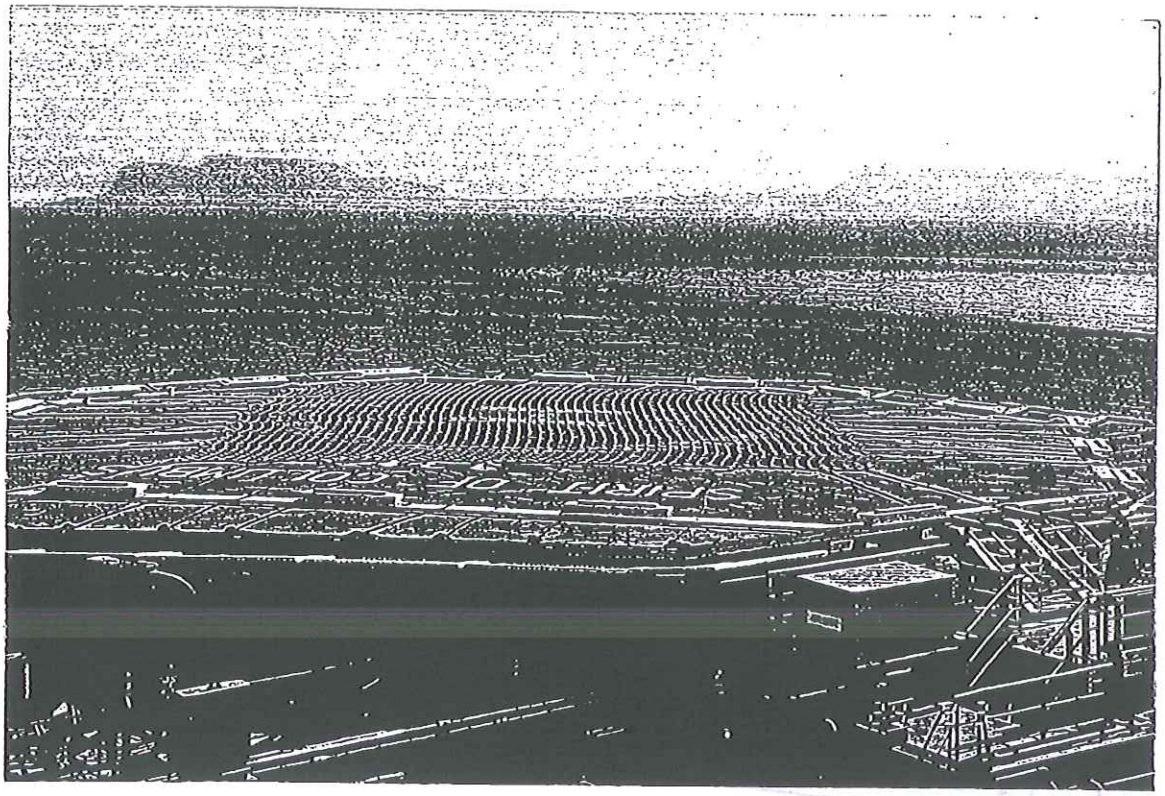


Foto 16 - Caisson de Perfuração (Vista do Main Deck)



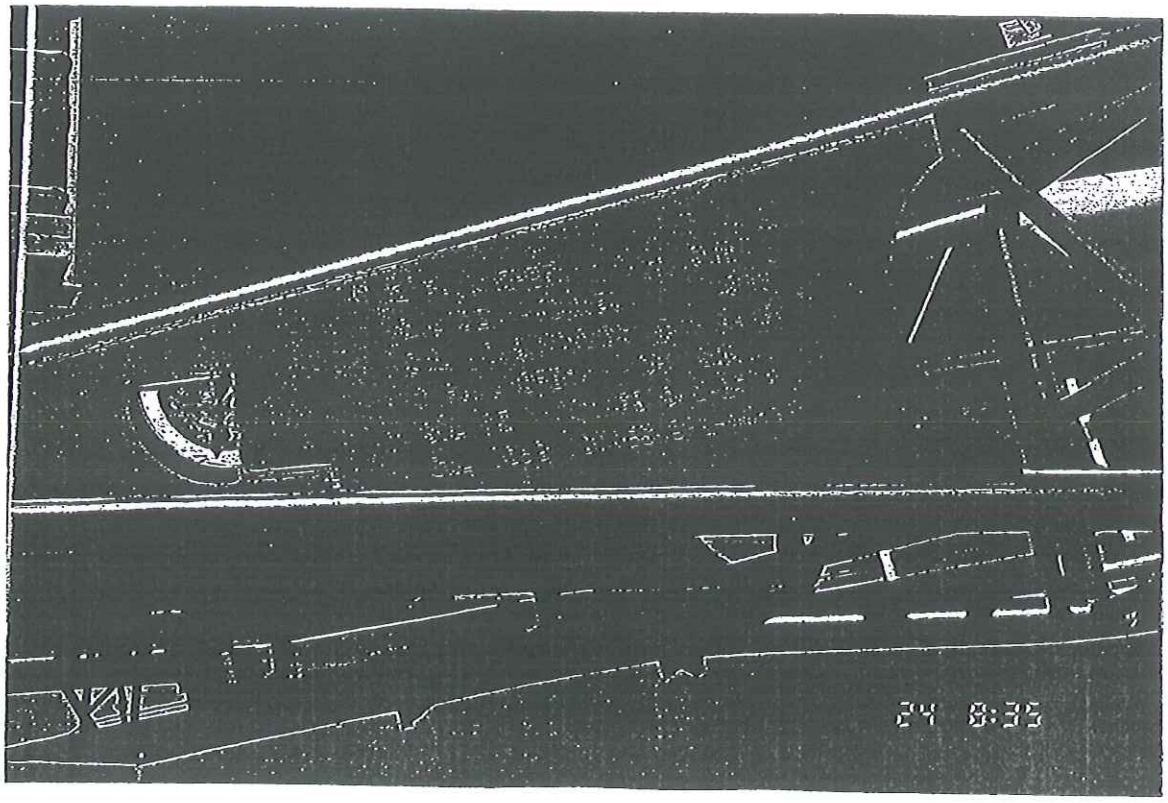
É COPIA FIEL DO DOCU
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Foto 17 - Heliponto



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

Foto 18 - Especificação do Guindaste de Bombordo



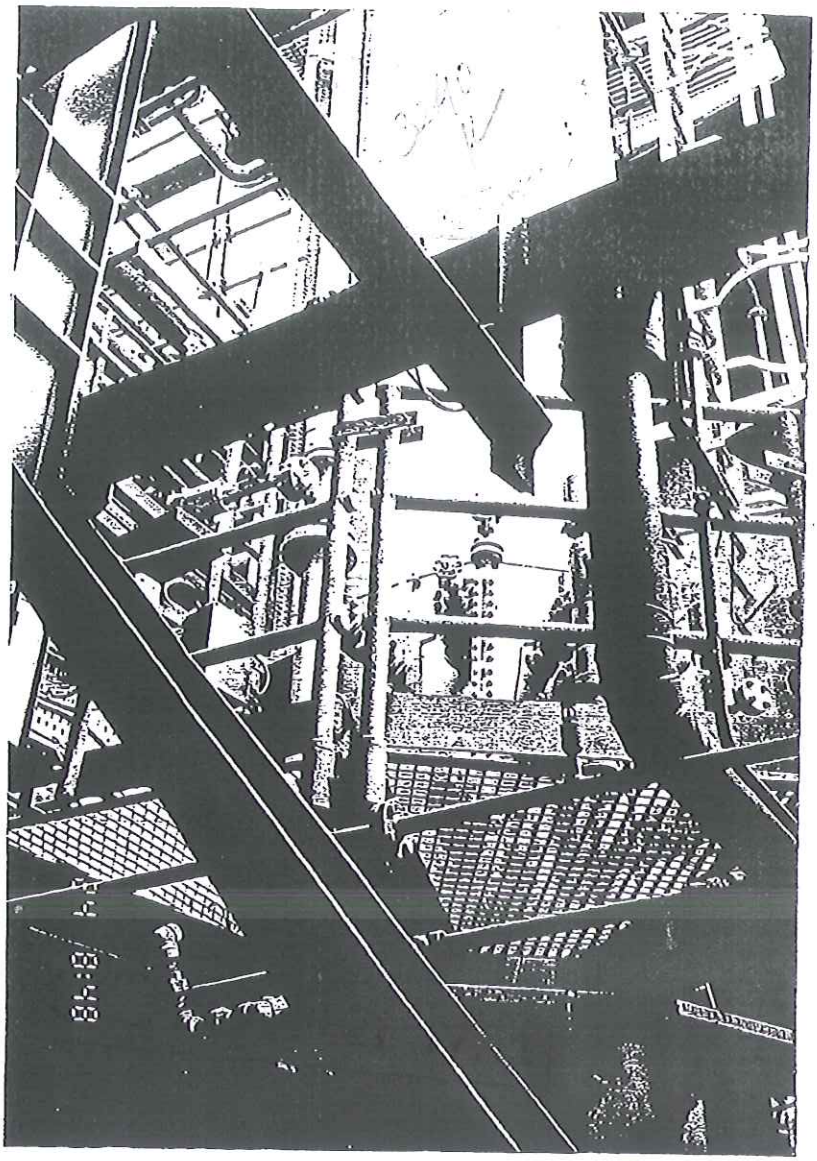


Foto 19 - Torre da Unidade de Glicol

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PARENTE GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Foto 20 - Vista do Top Tank embaixo da Torre de Perfuração

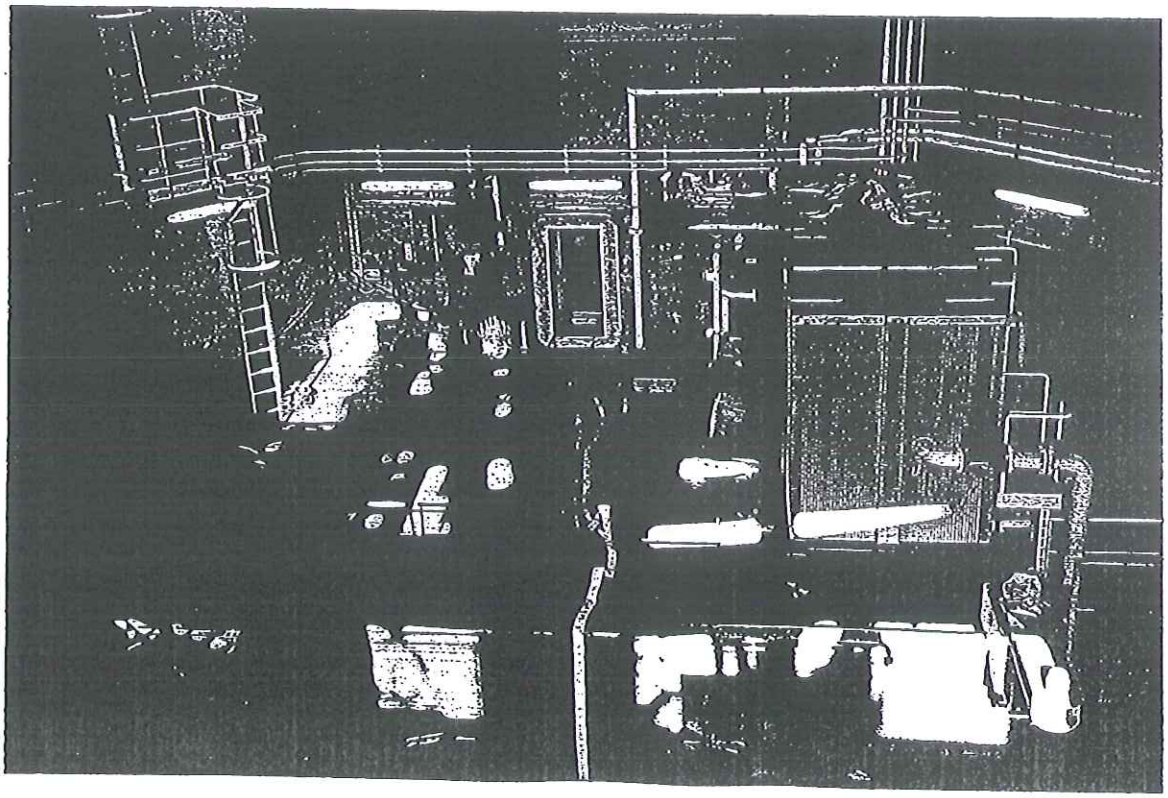
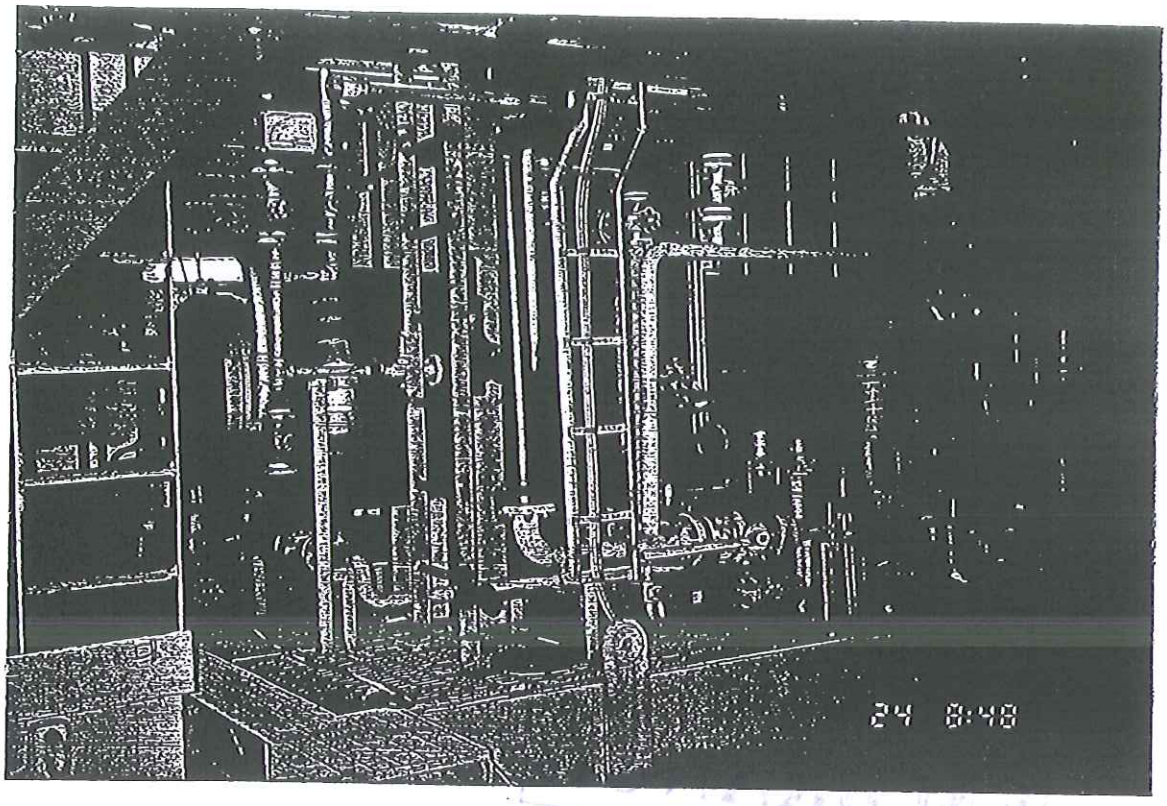


Foto 21 - Vaso de Tratamento do Gás do Compressor de Baixa



É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINA
JOSE CARLOS PIMENTEL GUIMARÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Foto 22 - Teto da Área do Moon Pool (Perfuração)

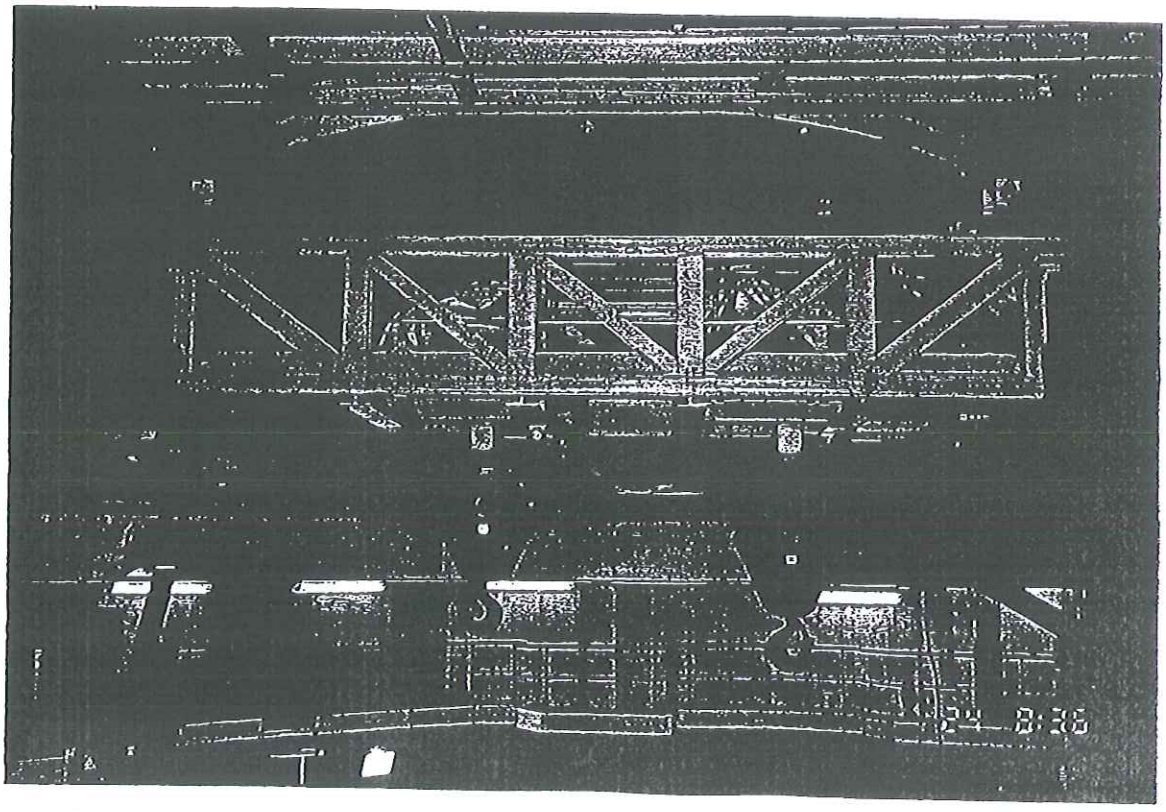
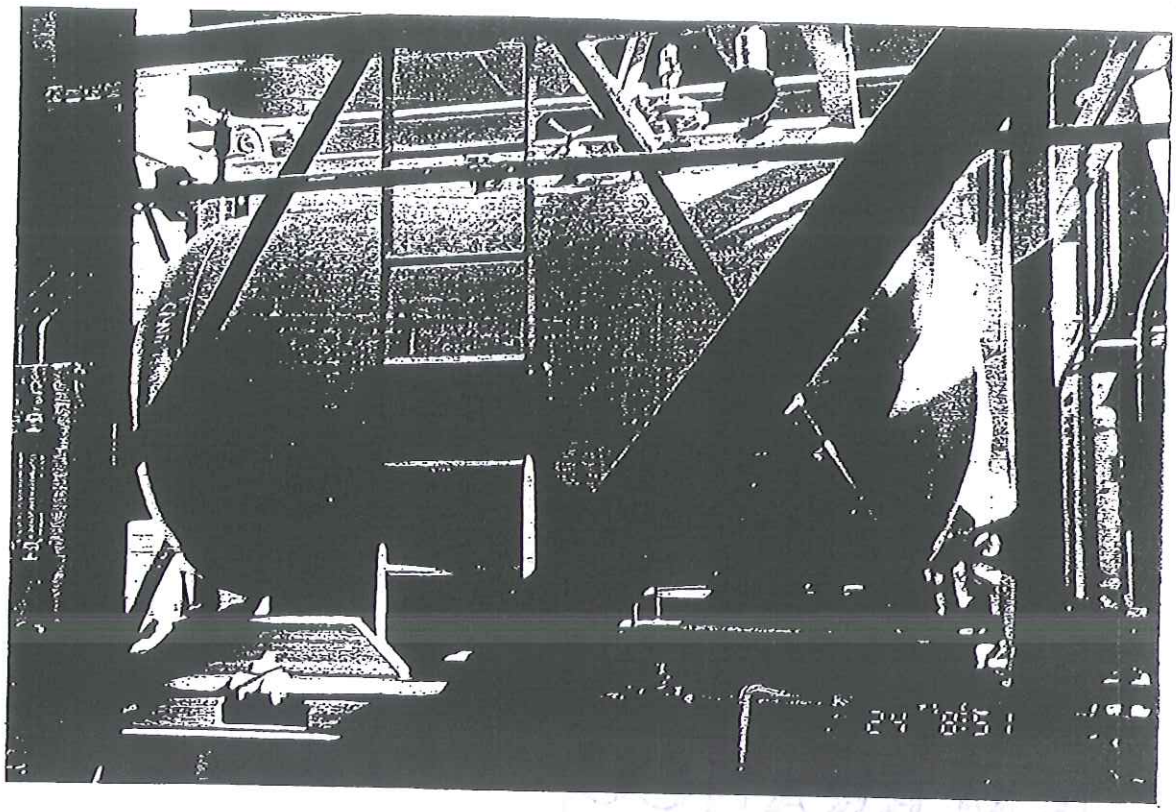


Foto 23 - Vaso da Unidade de Metanol



É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PINENTEL GUIMARÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Foto 24 - Compressor da Recuperação de Vapor

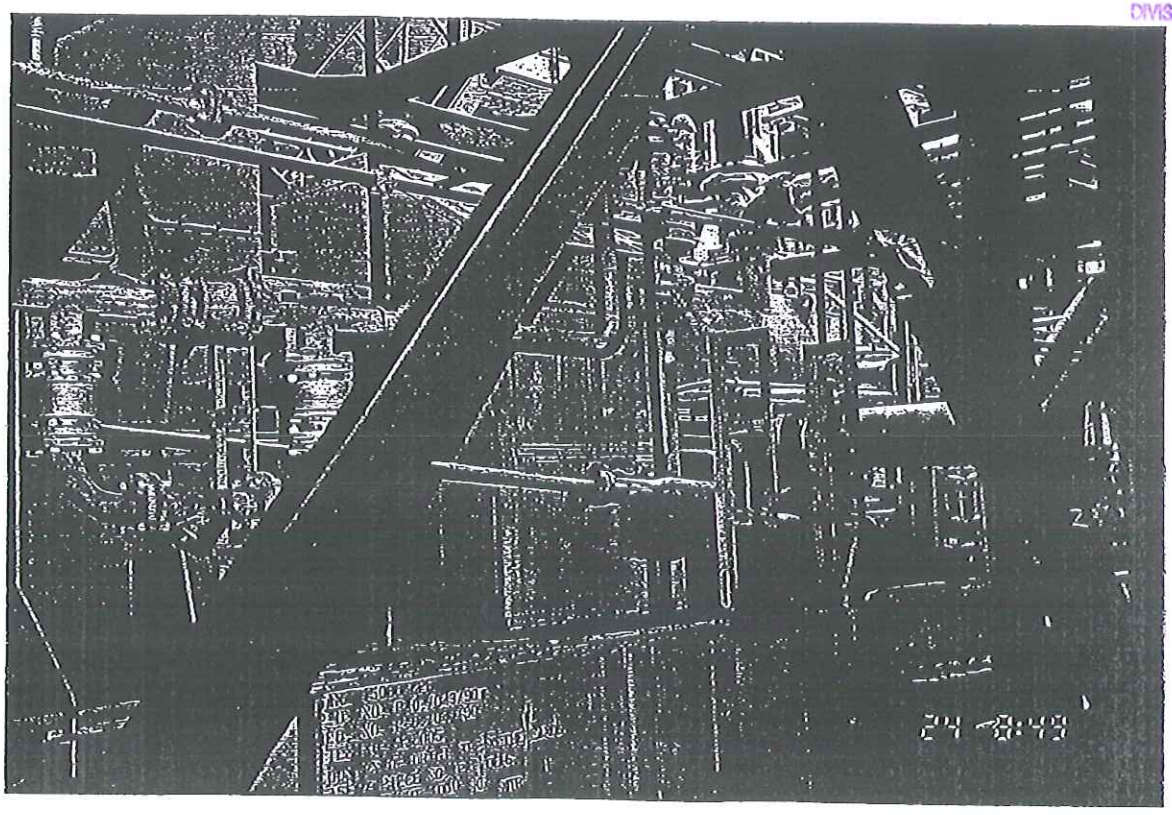
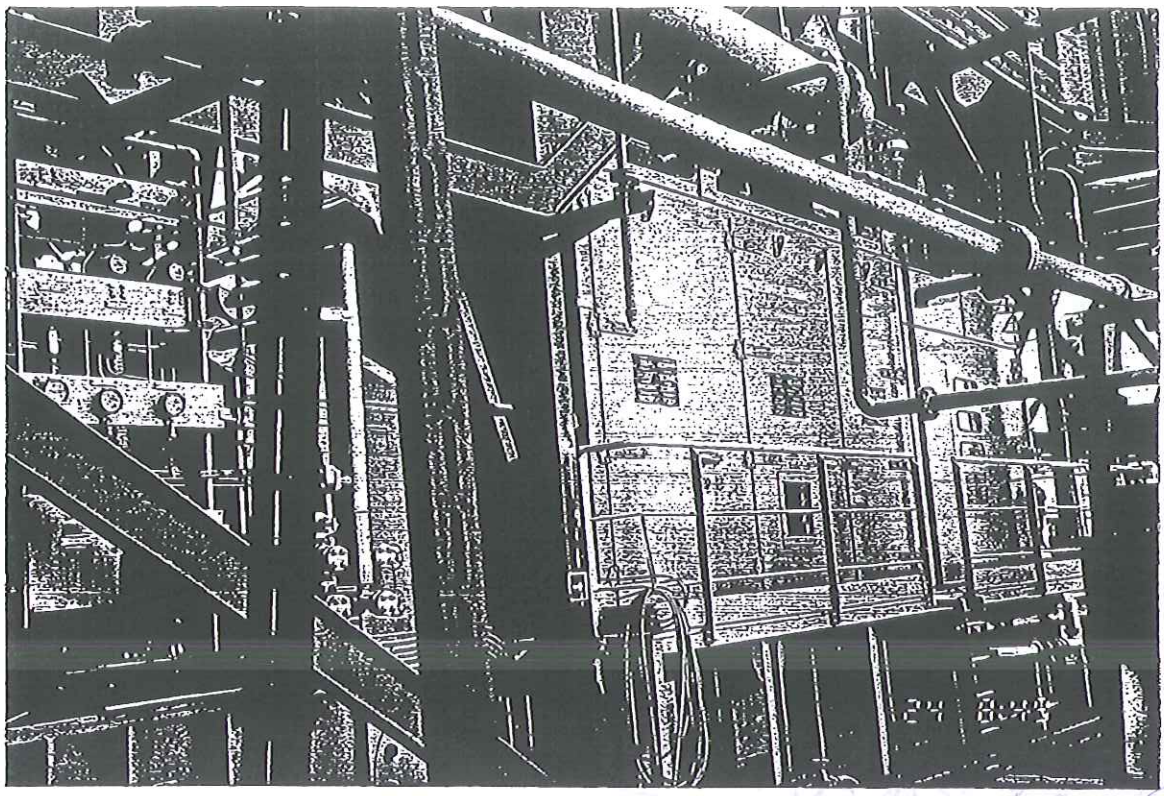
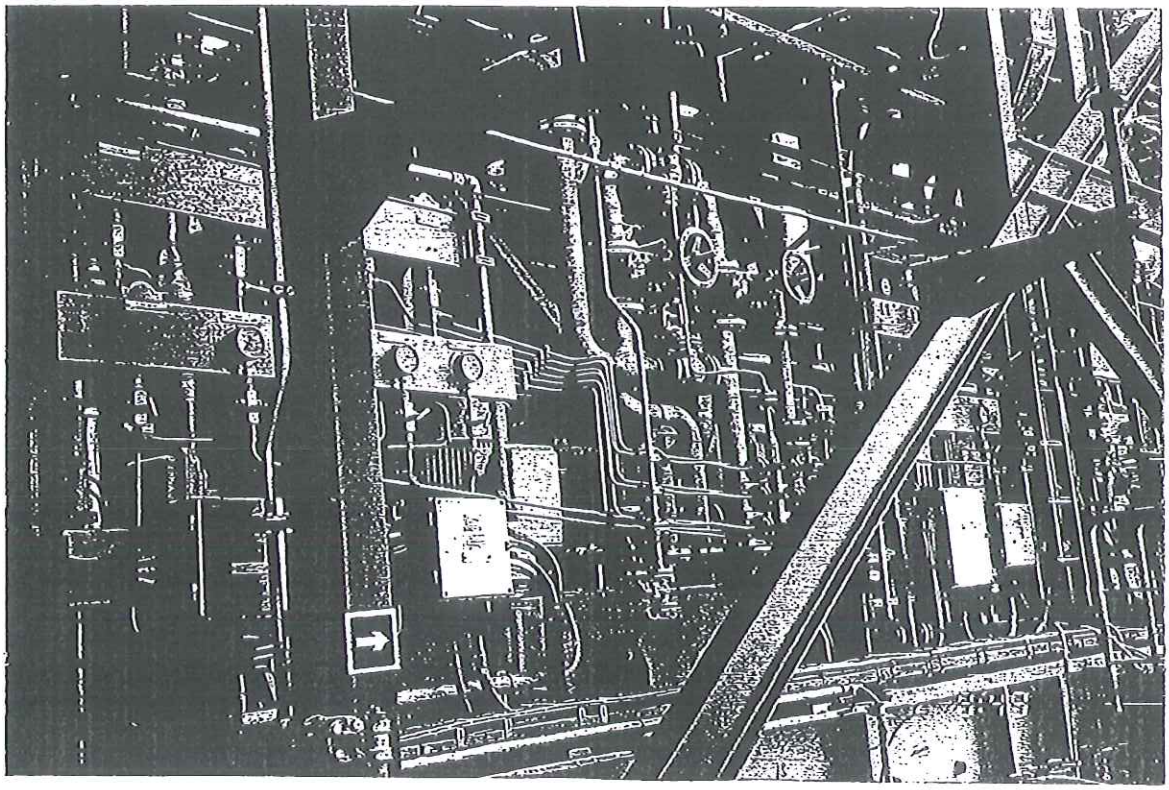


Foto 25 - Turbo Compressor



É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Foto 26 - Turbo Compressor



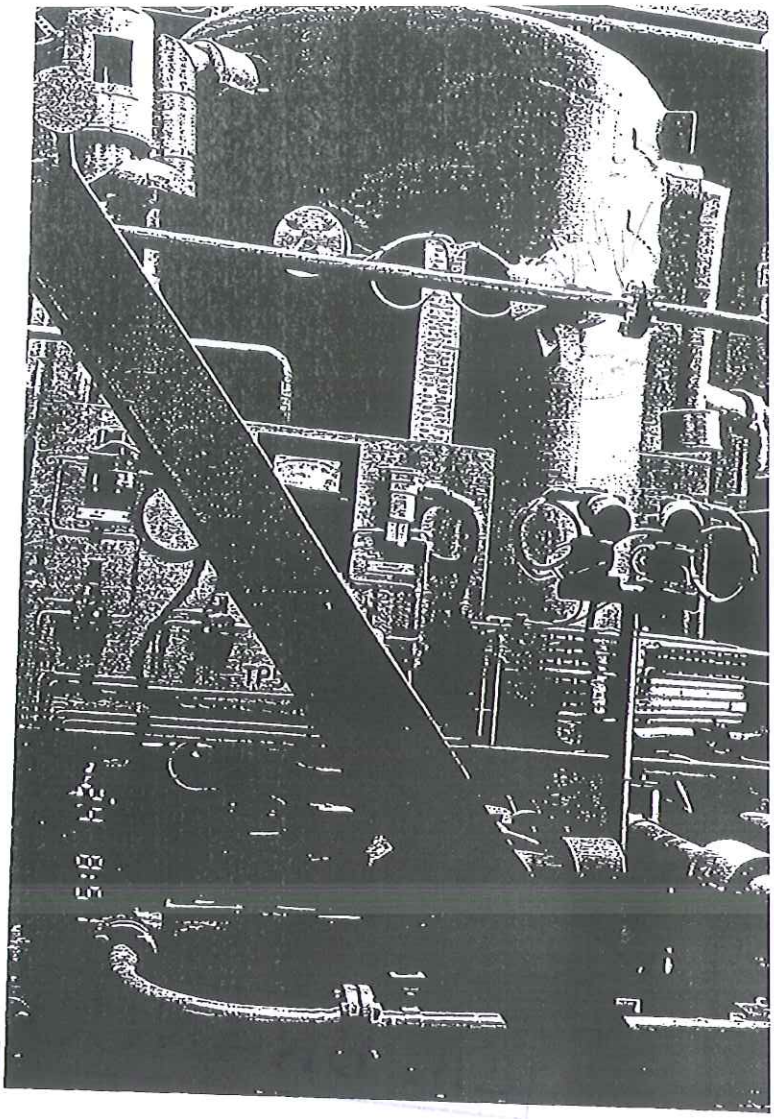
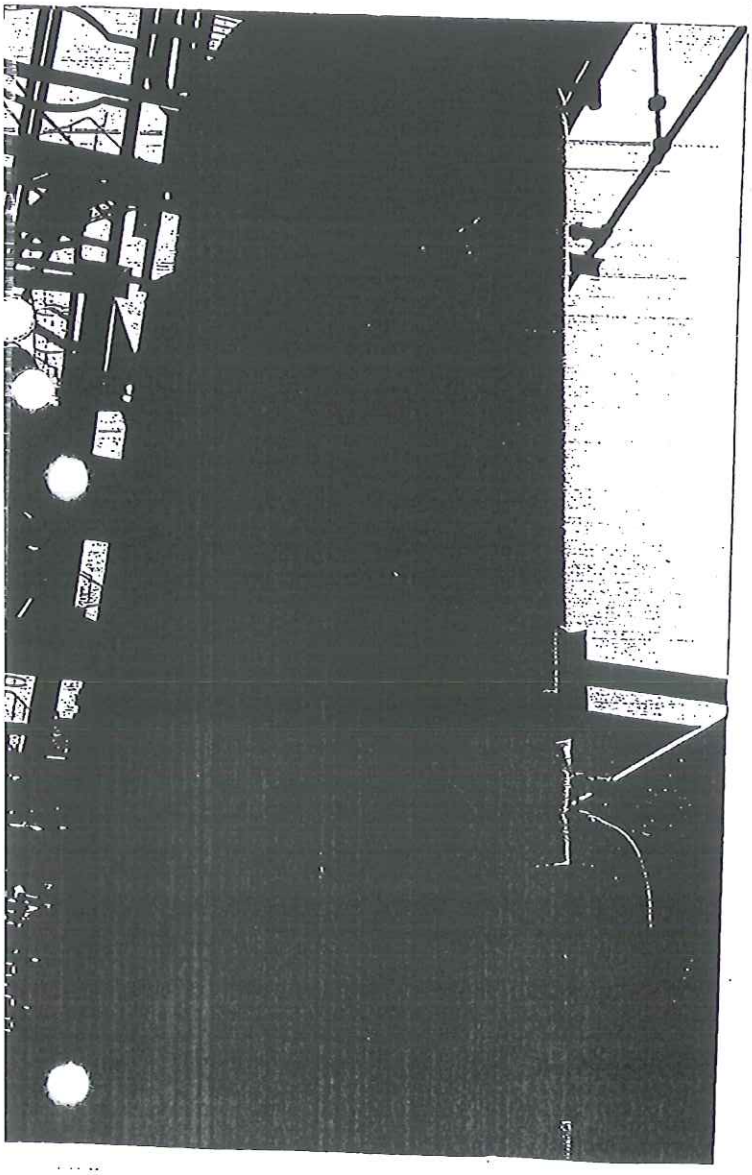


Foto 27 - Unidade de Hidrogênio



É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PEREIRA GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Foto 28 - K.O. Drum do Gás Combustível

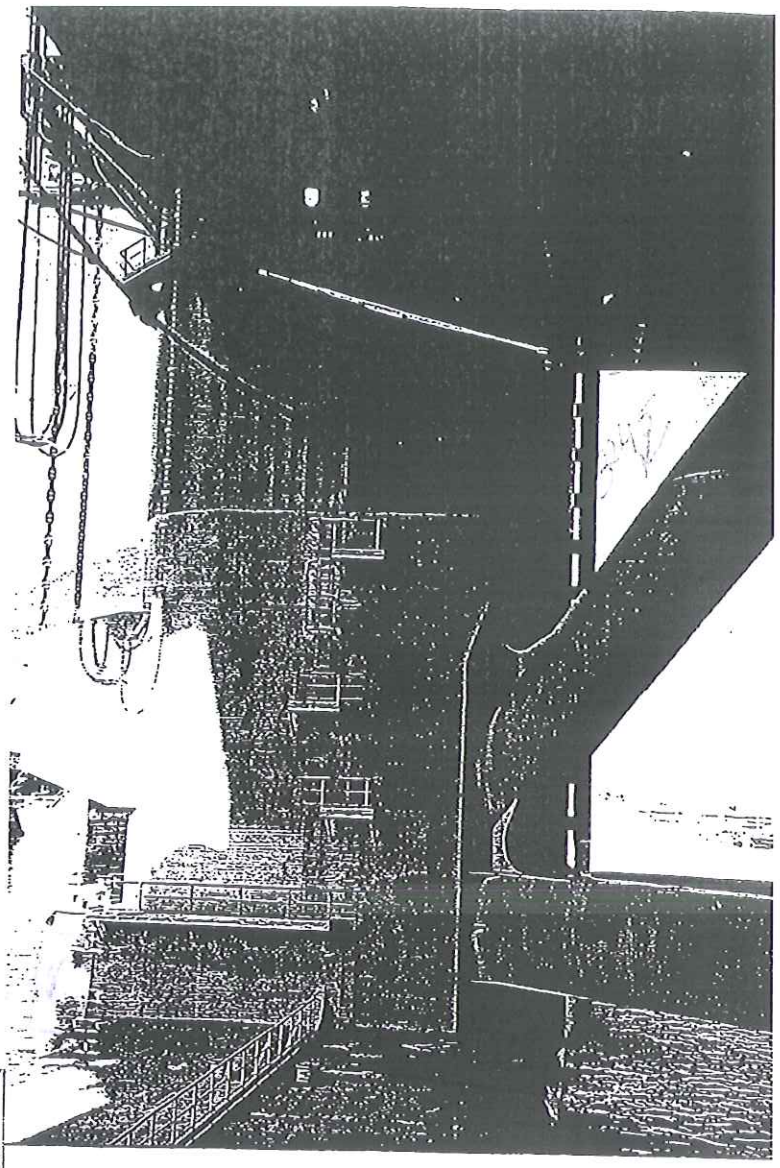
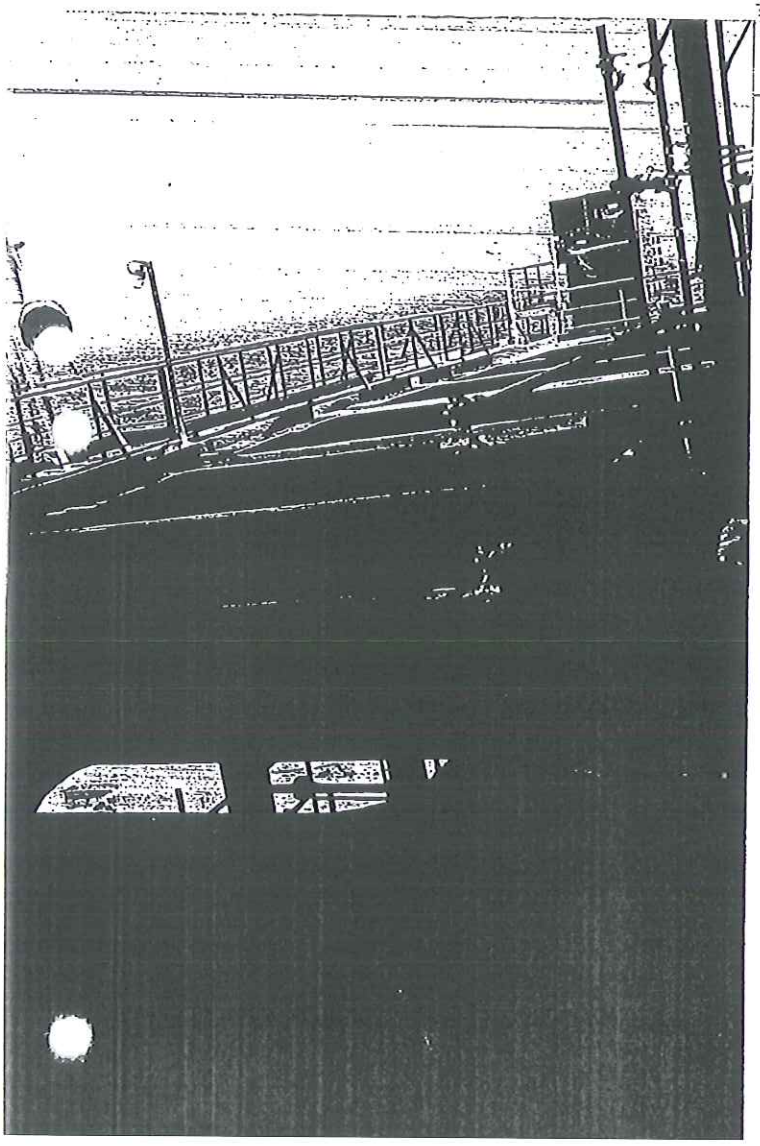


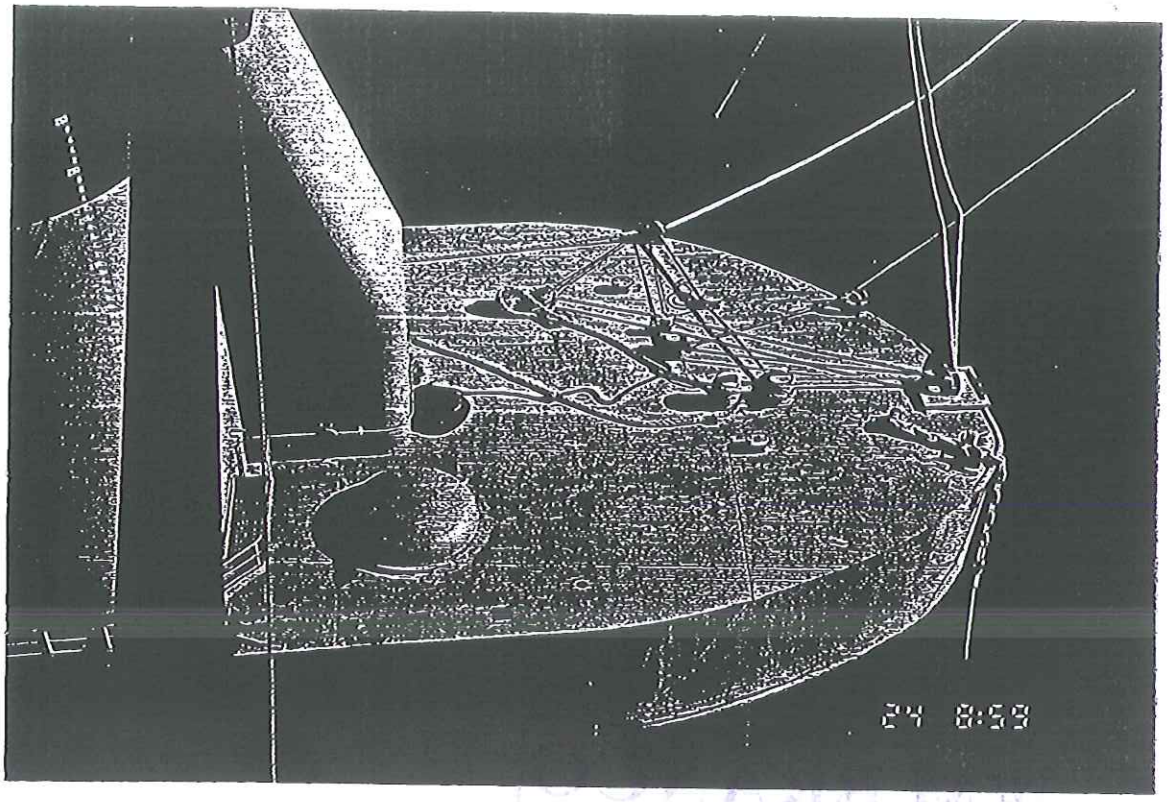
Foto 29 - Conexão dos Bracings na coluna de popa / boreste



É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Foto 30 - Área de Conexão dos Risers (Popa)

Foto 31 - Vista Geral do Pontoon de Bombordo (Proa)



É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Foto 32 - Conexão Casing Central / Bracings

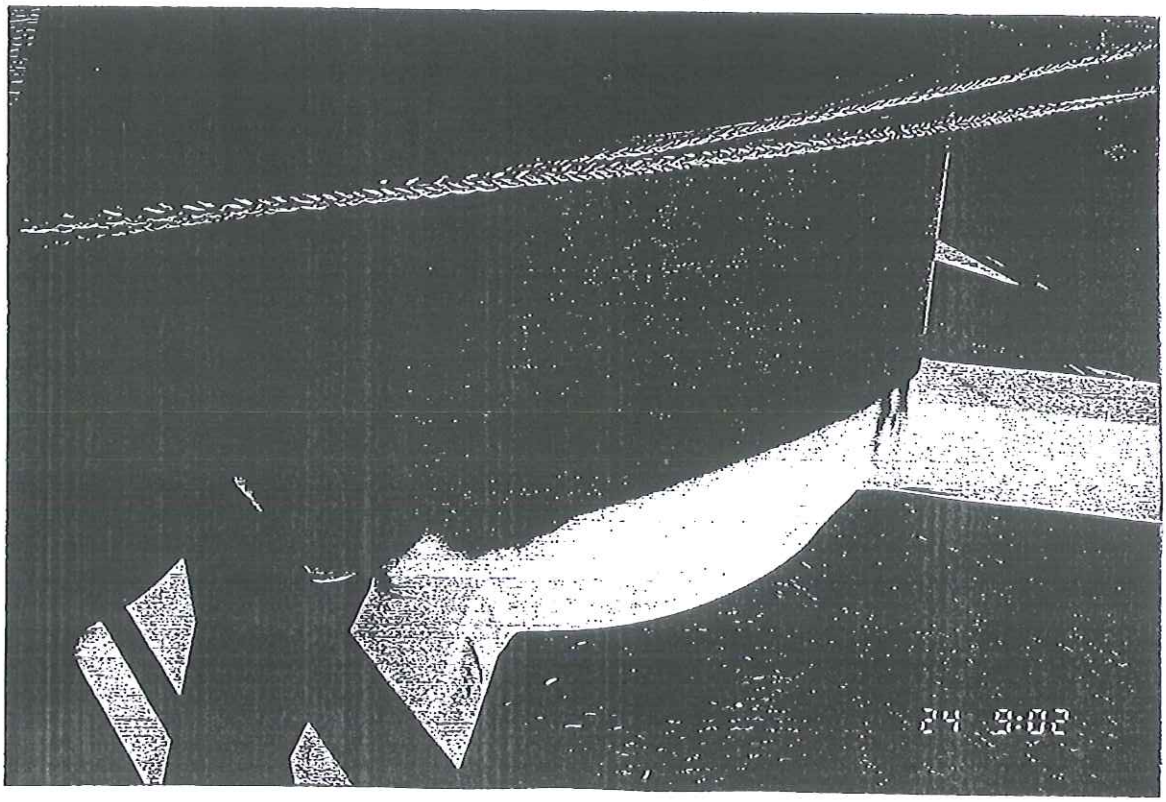
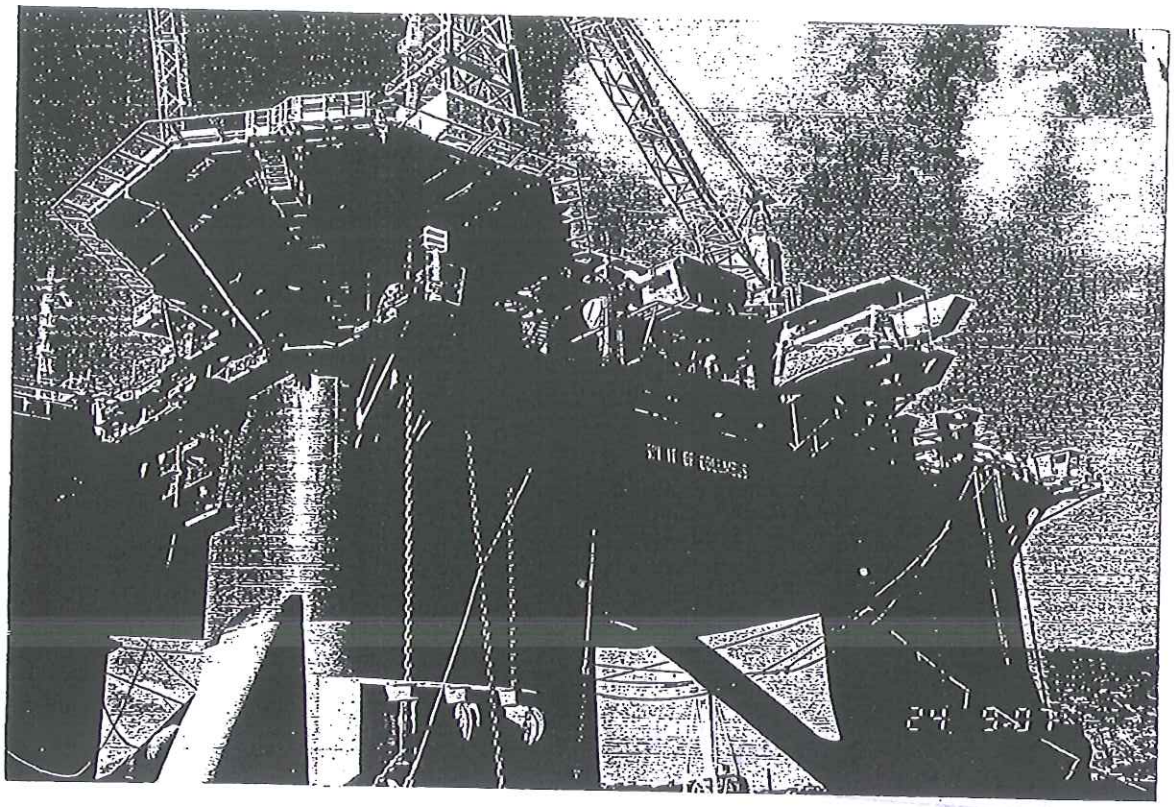


Foto 33 - Vista Inferior da Região Proa / Bombordo



É COPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

Foto 34 - Conexão dos Bracings com a Coluna de Proa / Bombordo

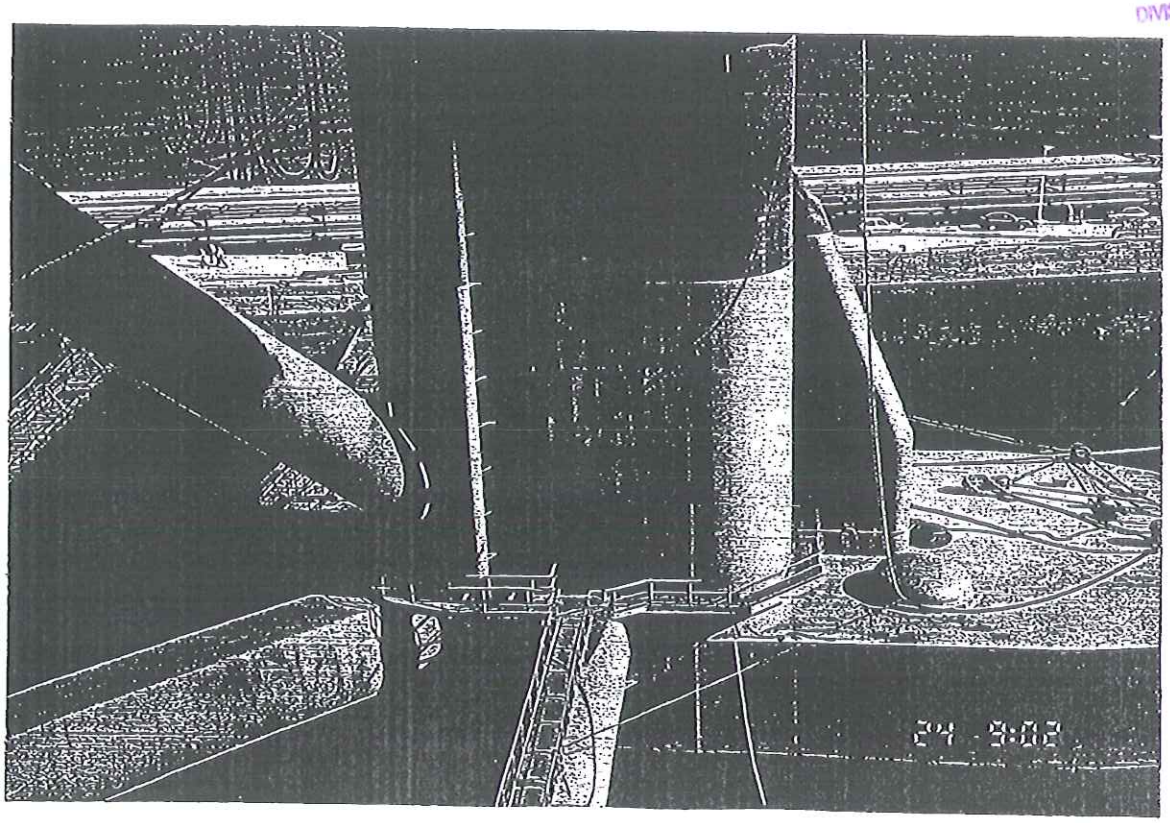


Foto 35 - Painel de Controle de Lastro

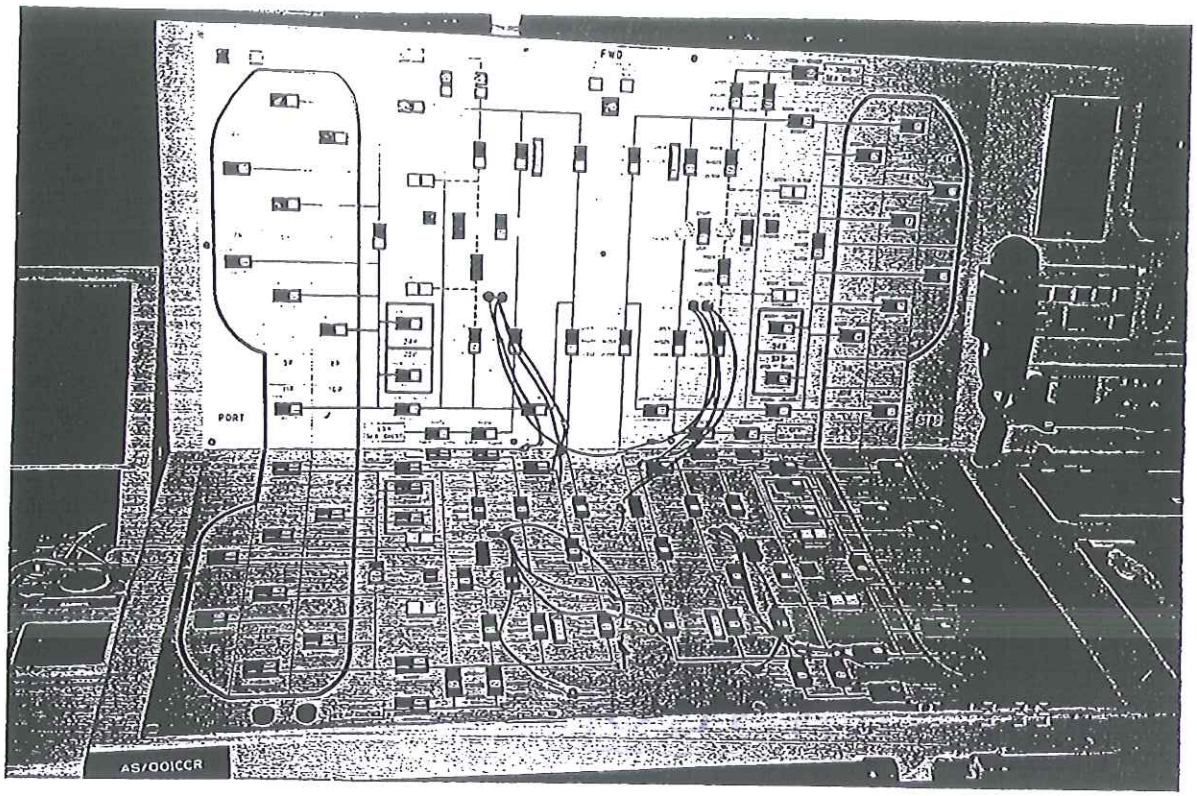


Foto 36 - Bomba de Incêndio

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

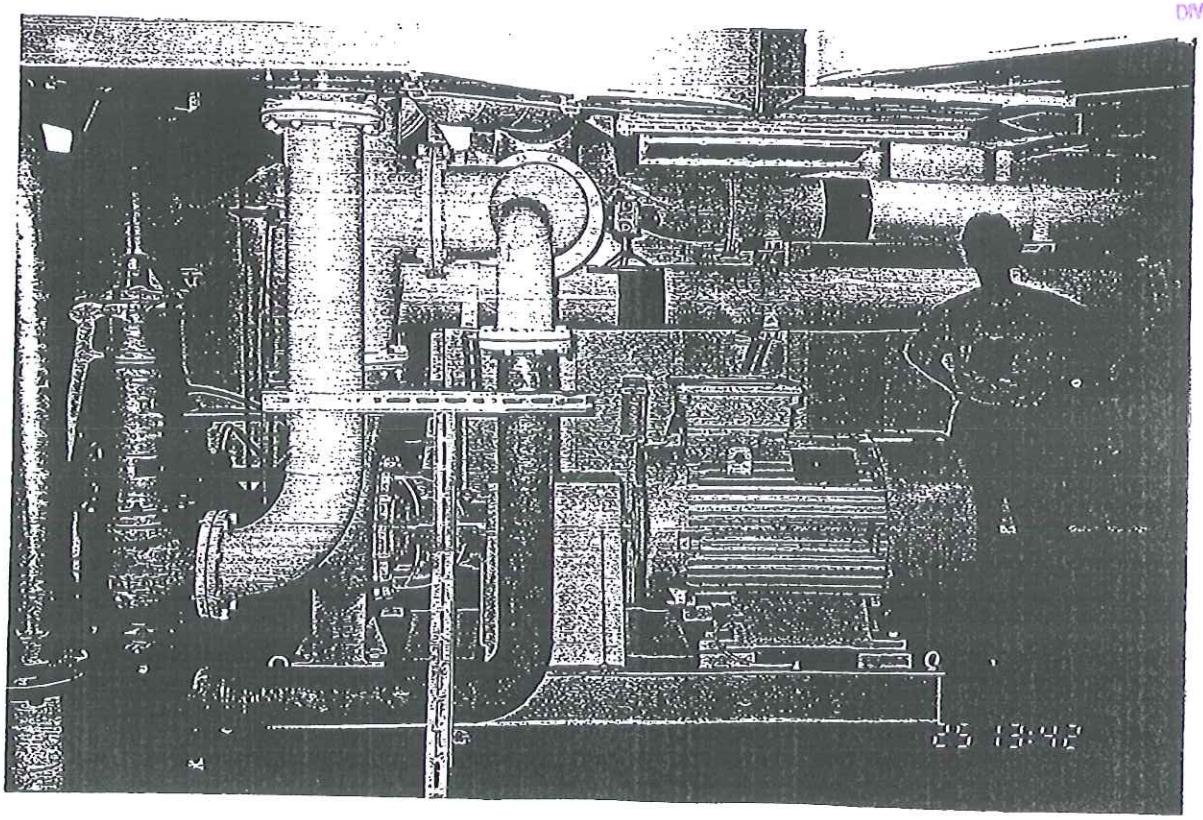
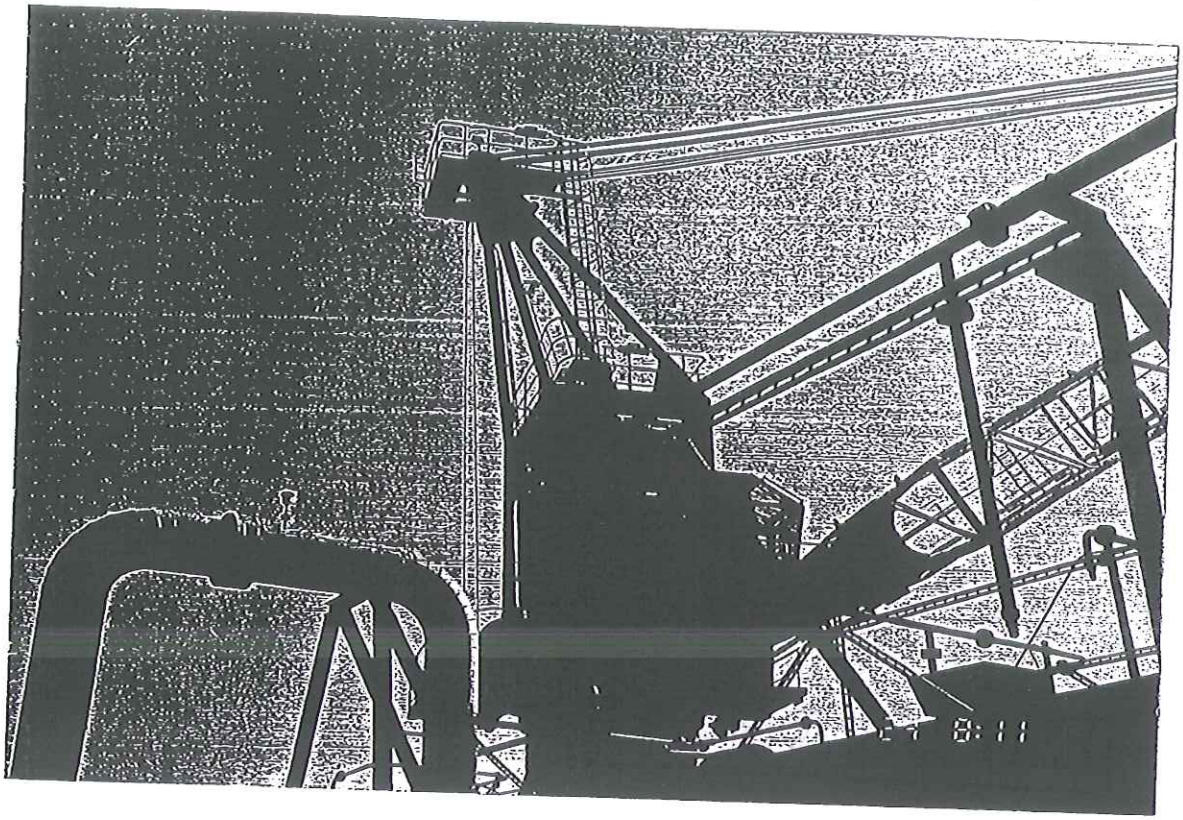


Foto 37 - Vista do Guindaste de Bombordo



É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINA
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Foto 38 - Vista do Caisson Central

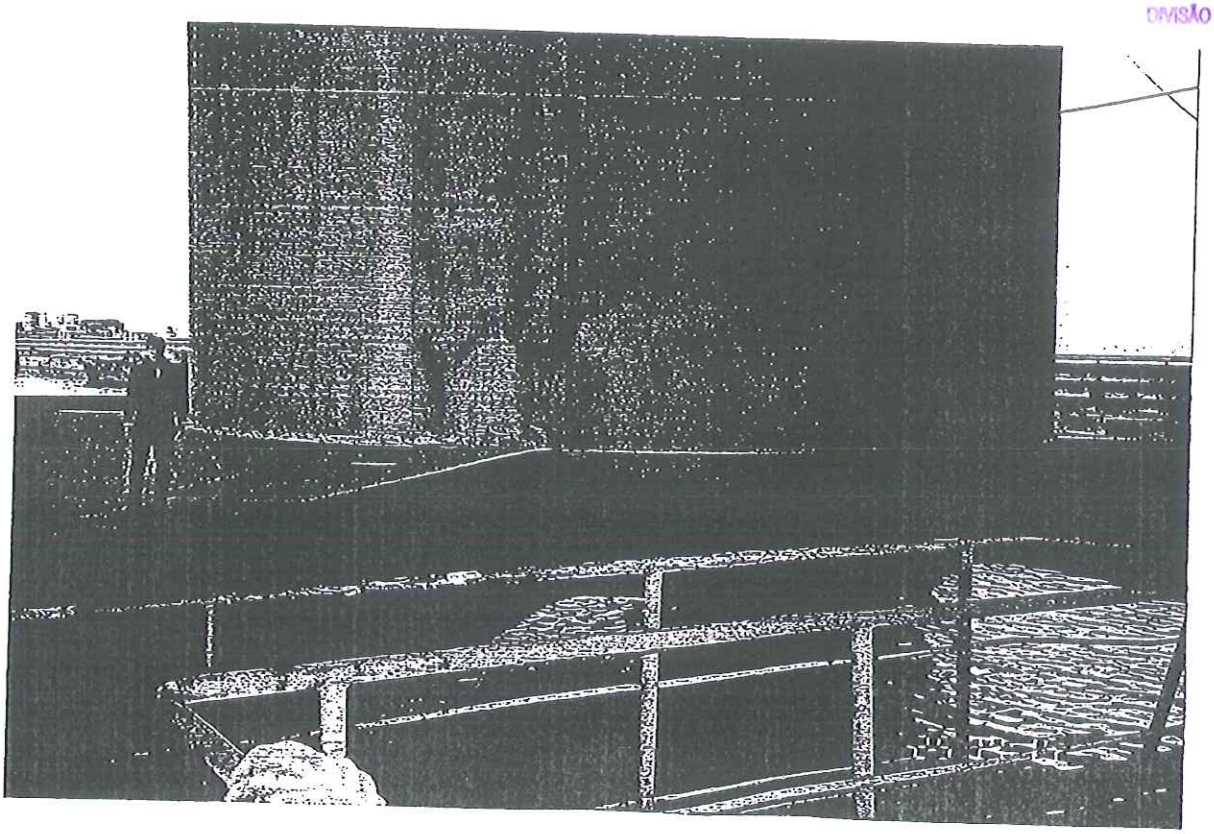


Foto 39 - Proteção Passiva da Área de abandono Proa / Breste

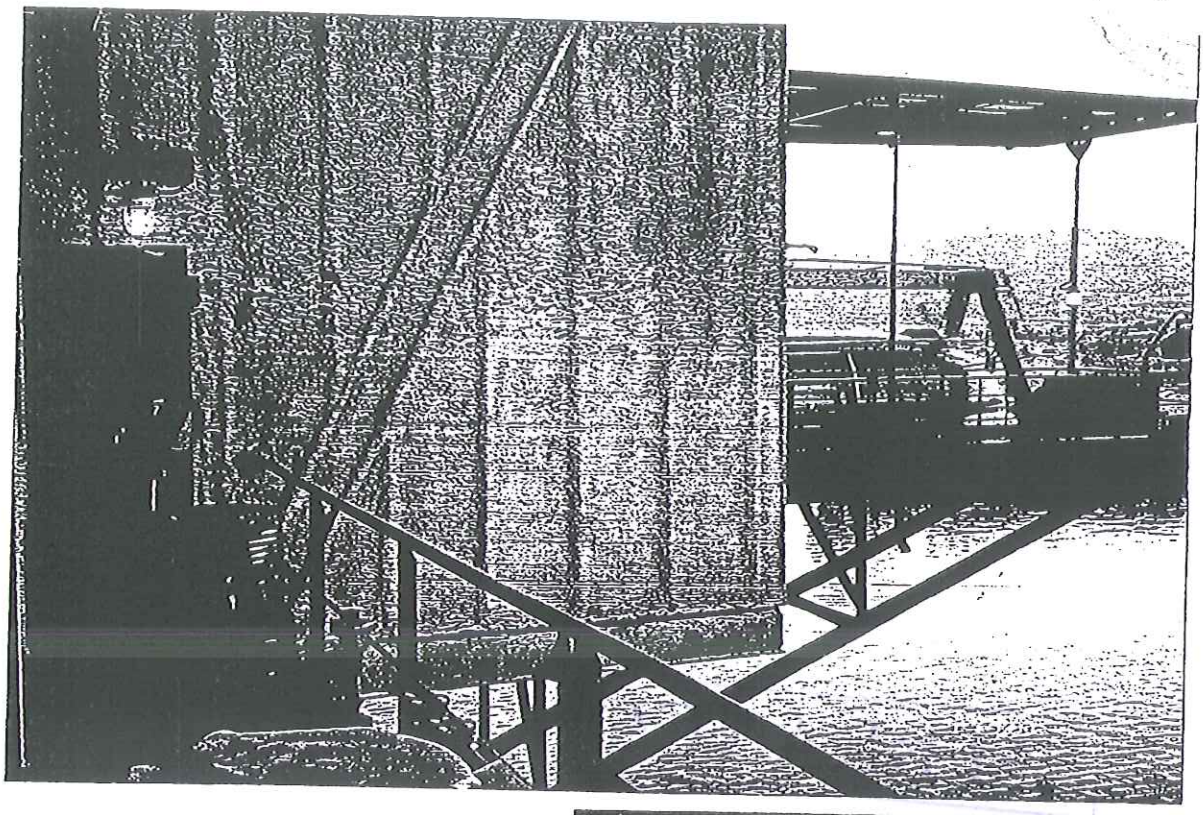
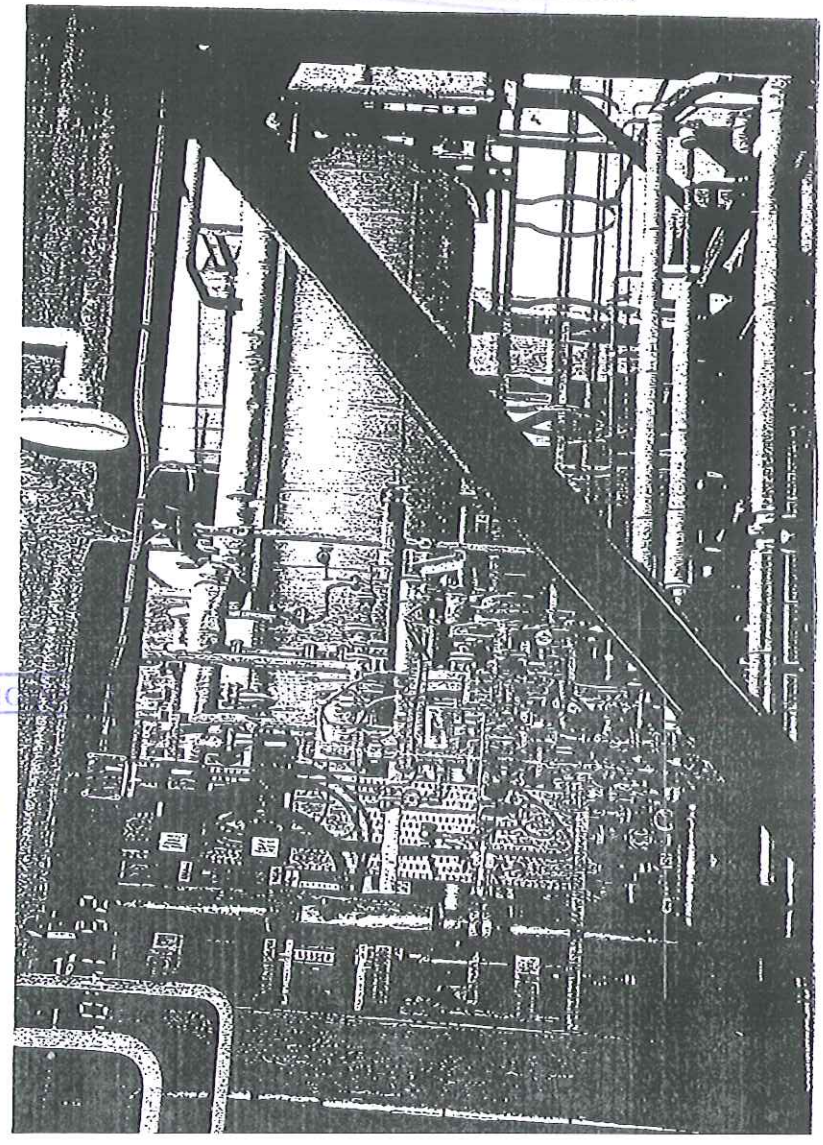


Foto 40 - Vaso KO
de Gás
Combustível



É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIG
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

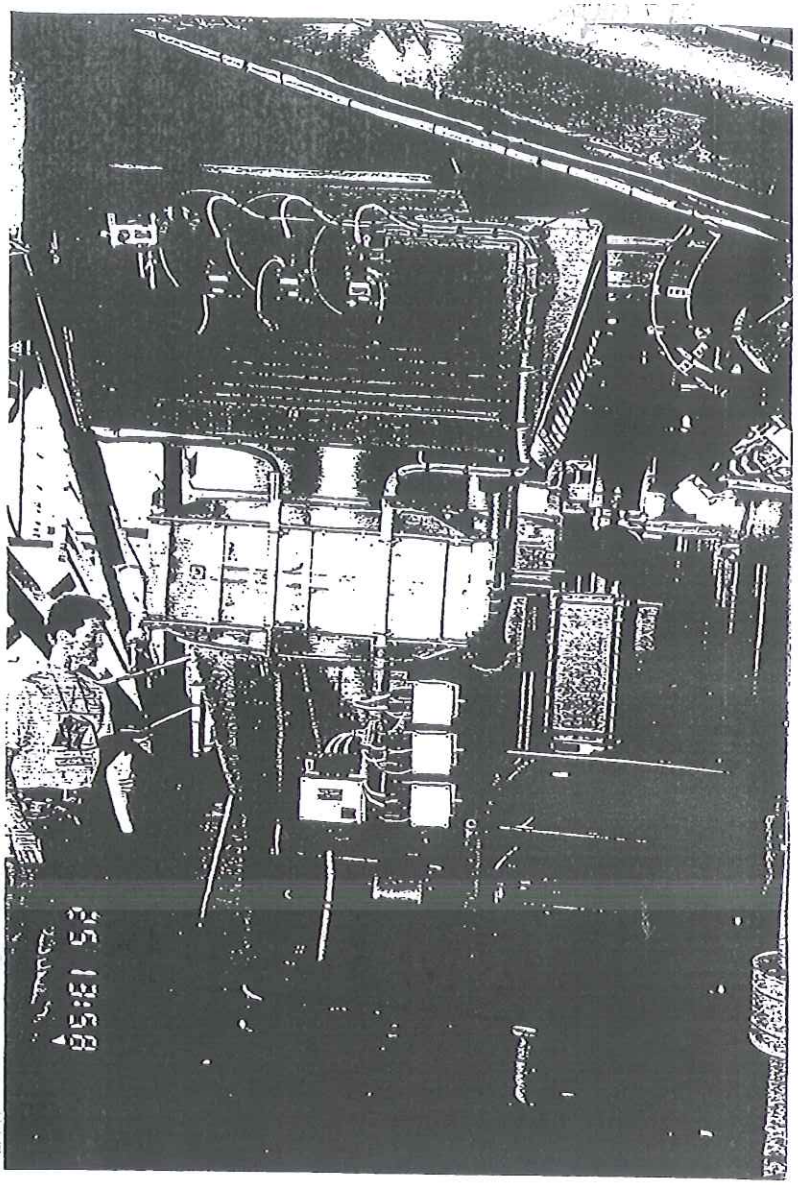


Foto 41 - Tomada de Ar da Sala dos Turbo geradores

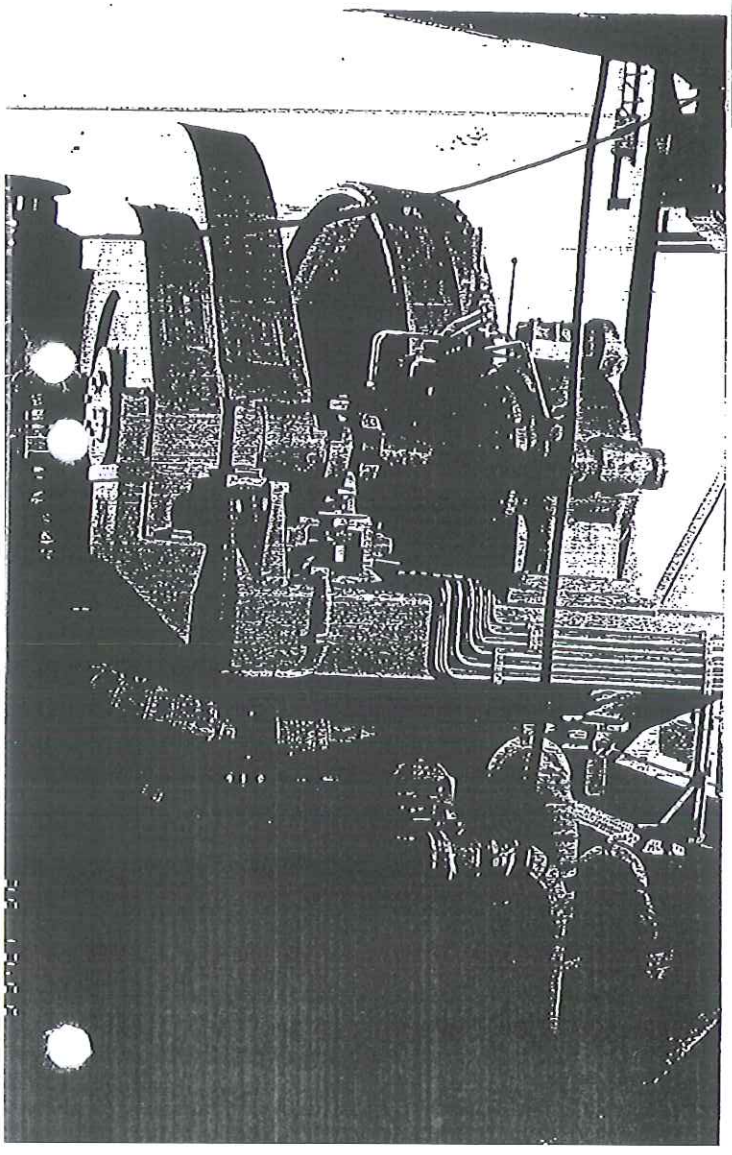
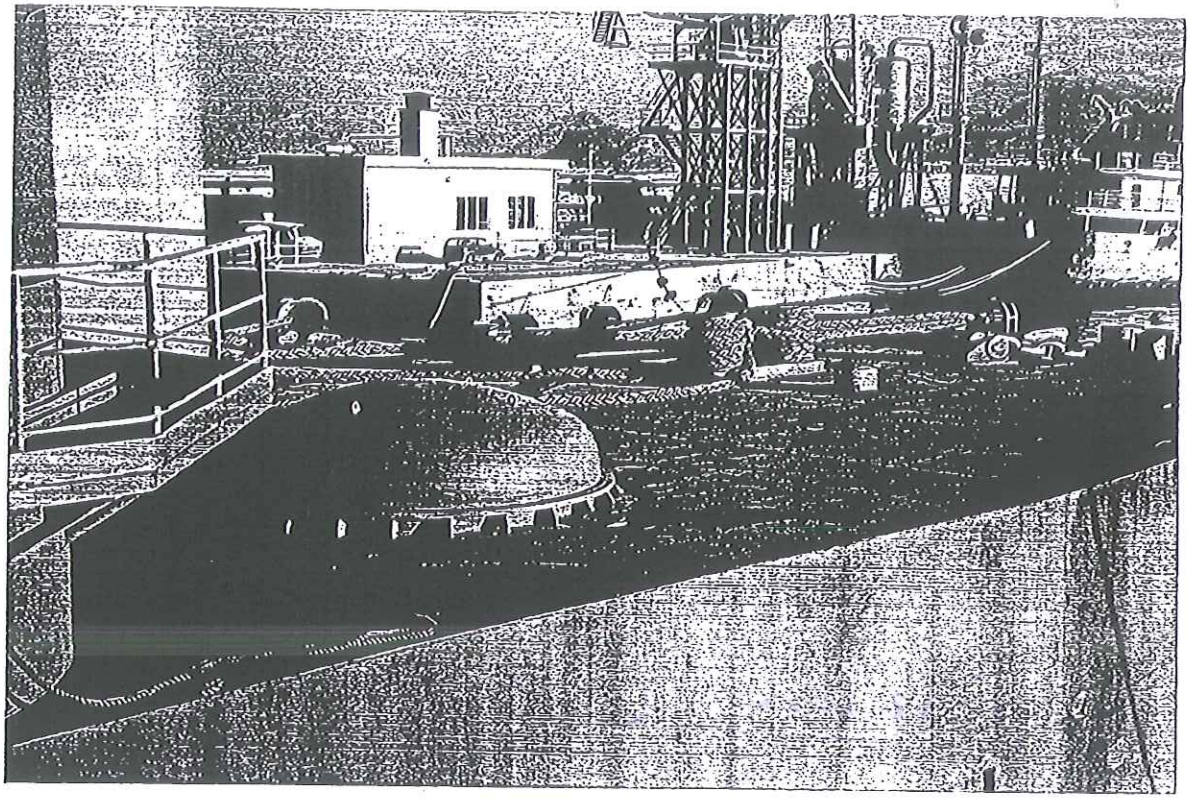


Foto 42 - Guincho de Bombordo

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Foto 43 - Vista do Pontoon com Hatch para Manutenção dos Trusters

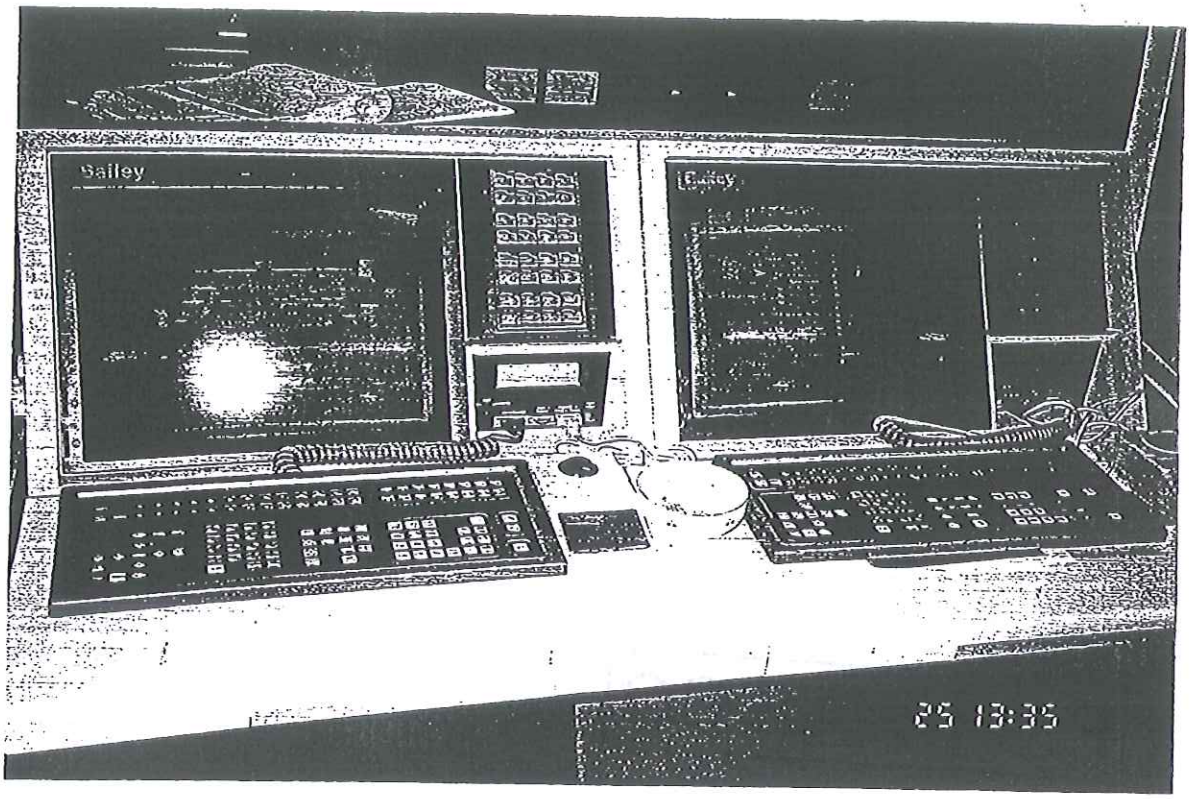


É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

Foto 44 - Vista da Sala de Controle da Embarcação



Foto 45 - Workstations do Sistema de Supervisão



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

VOTO DO VICE-PRESIDENTE EDUARDO CUNHA

Anexo 2

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS

SECRETARIA-GERAL DA PETROBRAS (SEGEPE)

C O M U N I C A D O

A decisão contida neste documento é de caráter reservado e de uso exclusivo do órgão destinatário, sendo vedada a reprodução.

"A SUPEN p/acompanhar e assunto"

REFERÊNCIA

Ata DE 4.008 , item 4 , de 10-8-95 - Pauta nº 654

ASSUNTO

FOMENTO DE COMÉRCIO EXTERIOR (FOCOEX), S.A. - Troca de Cartas Visando a Aquisição da Plataforma "Spirit of Columbus"

D E C I S Ã O

A Diretoria Executiva aprovou a proposição formulada (SEGEN/SUPER-000278/95, de 3-8-95) pelos titulares dos Serviços de Engenharia (SEGEN) e Financeiro (SEFIN).

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

CIENTIFICADO (S)

SEGEN - SEFIN - SEJUR - BRASPETRO - E&P - CENPES - SERPLAN - SERMAT - DETRAN - DECOM - DEPIN

HÉLIO SHIGUENOBU FUJIKAWA
SECRETÁRIO-GERAL

C.C: SUPEN

DIPREX / SINDOC
Nº 5608
DATA: 22/8/95
22.08.95
9039

PETROBRAS
CENPES/SUPER
SINDOC 2256
14/08/95

f. 668/DSTN

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

Nº de folha 01

DOCUMENTO INTERNO PETROBRÁS - DIP

RUBRICA

Rio de Janeiro, 03 AGO 1995 654 A D.E.

SEGEN - SUPER - 000278 / 95

03.08.95

Para : DIRETOR SEBASTIÃO HENRIQUES VILARINHO
DIRETOR ORLANDO GALVÃO FILHO

Assunto: Negociação com a Fomento de Comércio Exterior (FOCOEX)

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

HISTÓRICO

Em 01.12.94 (Ata 3.974, item 20), a Diretoria Executiva (DE) autorizou a emissão de carta de interesse à Fomento de Comércio Exterior (FOCOEX), objetivando a eventual aquisição ou afretamento da plataforma semi-submersível "Spirit of Columbus", desde que atendidas as condições estabelecidas pela PETROBRAS. A carta de interesse em questão foi prorrogada, com autorização da DE, em duas ocasiões, a fim de permitir a continuidade das negociações.

2. Em 13.07.95 (Ata 4.004, item 18) a Diretoria Executiva determinou que se definisse, no prazo de três meses, a negociação de aquisição da plataforma "Spirit of Columbus", de forma a viabilizar o início da sua adaptação no prazo de seis meses, caso seja esta a alternativa adotada para a UEP-5 de Marlim.

3. Apesar das dificuldades encontradas pela FOCOEX, já foram efetuadas diversas investigações sobre a situação legal da embarcação e elaborado um trabalho de montagem de uma estrutura para efetuar, com a necessária segurança, uma operação que possibilite o leasing da plataforma para a PETROBRAS.

JUSTIFICATIVA

4. Em carta datada de 24.07.95 (cópia anexa), ao relatar um resumo das atividades desenvolvidas e as dificuldades ainda existentes e a serem superadas, a FOCOEX indica-nos, entretanto, que está disposta a continuar investindo na operação, na certeza de que conseguirá resolver os problemas encontrados, de forma a atingir uma solução satisfatória e sem risco para a PETROBRAS.

5. No intuito de facilitar o fechamento das negociações, a FOCOEX propõe que lhe seja enviada nova carta de intenção, agora com maior comprometimento da Companhia, na forma da minuta ora anexada, que possibilitará àquela empresa um melhor posicionamento frente às outras empresas participantes do negócio. Como forma de proteger os interesses da PETROBRAS, a FOCOEX remeterá, na mesma data, uma outra carta, cuja minuta também se encontra anexada a esta, renunciando aos direitos reivindicados na carta anterior.

6. Analisada pelo Serviço Jurídico, afora pequenas alterações de forma, sugere aquele órgão que a correspondência seja emitida pela subsidiária da PETROBRAS no exterior (BRASOIL), que além de ser a futura arrendatária da plataforma, sendo empresa estrangeira, caracterizará que toda a operação será efetuada "offshore" (fora do país).

CONCLUSÃO

7. Em vista do exposto e, caso V. Sa. esteja de acordo, solicitamos submeter à apreciação da Diretoria Executiva a seguinte proposição:

7.1 Propor à PETROBRAS INTERNACIONAL S.A. (BRASPETRO), que, através da sua subsidiária BRASPETRO OIL Co. (BRASOIL), emita carta à Fomento de Comércio Exterior (FOCOEX), na forma da minuta anexa, condicionada à emissão, na mesma data, da respectiva carta da FOCOEX (minuta também anexa) para possibilitar a continuação das negociações visando ao leasing da plataforma "Spirit of Columbus".

Atenciosamente.

Alceu Barroso Lima Neto
p/ Superintendente do Serviço de Engenharia

Marcio Eiras Moraes
Superintendente do Serviço Financeiro

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

PETROBRÁS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

ANEXO Nº I

N.º de folha 63

325

RUBRICA

DOCUMENTO INTERNO PETROBRAS - DIP

Rio de Janeiro, 03 AGO 1995

SEJUR/DICONT- 5731 /95

PARA: CHEFE DO EMPREENDIMENTO PARA CONSTRUÇÃO DAS PLATAFORMAS DE MARLIM DO SERVIÇO DE ENGENHARIA

Assunto: *Spirit of Columbus*
Fax-SEGEN/EMCOP-1291/95

Encaminhamos a V.Sª., com a nossa aprovação, o Parecer do Setor de Elaboração e Revisão, da Divisão de Contratos, deste Serviço Jurídico, sobre a matéria da referência.

Atenciosamente.

Políbio F. Furtado

Políbio da Fonseca Furtado
Chefe da Divisão de Contratos
P/Superintendente do Serviço Jurídico

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

PETROBRÁS
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.

SEJUR- 5731 /95 Rio de Janeiro, 03 AGO 1995

RUBRICA

AO CHEFE DA DIVISÃO DE CONTRATOS

DO SETOR DE ELABORAÇÃO E REVISÃO

Ref.: *Spirit of Columbus*.

Fax-SEGEN/EMCOP-854/95
Prot.DICONT-1291/95

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE CONTRATOS CARTORIAIS

O Chefe do Empreendimento para Construção das Plataformas de Marlim do Serviço de Engenharia (SEGEN) nos solicita análise de minuta de cartas a serem trocadas com a FOCDEX sobre o assunto em referência, razão dos seguintes comentários:

I - PRELIMINARMENTE

Inicialmente, cabe-nos salientar que as minutas apresentadas apresentam problemas legais no que tange à submissão da PETROBRAS à Lei nº 8666/93. Todavia, visto que a aquisição da *Spirit of Columbus* dar-se-ia pela BRASOIL, nada impede que a carta, feitas as devidas correções, seja remetida por esta à FOCDEX.

Lembre-se que a BRASOIL, em operações realizadas no exterior, face a sua situação de constituição no estrangeiro, não está adstrita ao mencionado dispositivo legal.

II - DAS MINUTAS

A) DA MINUTA DA CARTA DE REMESSA

a) datar a carta com endereço de *Cayman Islands*;

b) no segundo parágrafo, substituir "FOCDEXA" por "FOCDEX";

c) no parágrafo sétimo, substituir "emprender" por "empreender";

d) no parágrafo oitavo, avaliar a necessidade de acompanhamento das diversas questões jurídicas atinentes à negociação em questão.

B) DA MINUTA DE CARTA DA FOCDEX

a) datar com endereço pertinenta à sede da FOCDEX.

É o parecer.

Fernando de Castro Sá
Advogado

Márcio Branco de Oliveira
Chefe Interino do
Setor de Elaboração e Revisão

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

N.º de folha 66

RUBRICA

MINUTA

Rio de Janeiro, de agosto de 1995.

Para: FOCOEX

Prezados Senhores,

Em continuação à nossa reunião havida em 28 próximo passado e as explanações feitas por FOCOEX aos diretores da Petrobrás sobre o andamento das negociações visando à aquisição da plataforma Spirit of Columbus, tendo estudado conjuntamente a estrutura legal apresentada para a aquisição da plataforma em objeto e, ainda, atendendo a suas solicitações, queremos informa-lhes que:

- BRASOIL está de acordo e o faz pela presente, em confirmar a nominação exclusiva de FOCOEX, empresa estatal espanhola, para promover as ações necessárias para a consecução do objetivo de adquirir e concluir um leasing da Spirit of Columbus, livre de qualquer hipoteca, pronta para entrega nas condições técnicas estabelecidas e aceitas pela Petrobrás (futura afretadora) e a um preço considerado aceitável por nossa empresa.
- Satisfeitas as condições acima, a BRASOIL se compromete a negociar um leasing ou mecanismo similar apropriado, em condições que entenda satisfatórias e, com isso assumir a Spirit of Columbus para afretamento à Petrobrás.
- No caso de não chegar a um sucesso na operação final, a BRASOIL se compromete a reembolsar a FOCOEX de seus gastos envolvidos com a operação, devidamente comprovados pela FOCOEX, limitados a US$ 50.000,00.
- Em caso de sucesso da operação, BRASOIL nada deverá à FOCOEX além de sua remuneração de assessoramento incluída na proposta aceita, a não ser os custos negociados e aceitos pela BRASOIL com terceiros e/ou a empresa de leasing que concluir o negócio.
- Esta carta de intenções terá prazo de um ano.
- Além dos pontos acima, a BRASOIL nomeará dois representantes de suas áreas técnica e financeira para acompanhar as reuniões e eventos que serão oportunamente indicados por FOCOEX.

Atenciosamente,

BRASOIL

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

N.º de folha 07

RUBRICA

MINUTA

Rio de Janeiro, de agosto de 1995.

Para: BRASOIL

Prezados Senhores,

Vimos através da presente, apresentar a nossa renúncia expressa aos eventuais direitos de FOCOEX indicados em sua carta de referência ...../.. datada de ../../.., ficando claro que não reclamaremos nenhum tipo de reembolso a custos incorridos no processo de aquisição da Spirit of Columbus no caso de insucesso da operação.

Aproveitamos para confirmar que a BRASOIL terá o direito, a seu exclusivo critério e no prazo que julgar conveniente, a cancelar a sua carta acima referida, a partir de quando, FOCOEX se retira da operação sem direito a qualquer reclamação de custos quaisquer que sejam eles, ou de outras reinvidicações de ordem jurídica ou financeira.

FOCOEX

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

ANEXO II

FOCOEX

25.07.95 010610

SALIDA

Fl.º de folha 08

RUBRICA

Madrid, 24 de julio de 1.995

D. Antonio Carlos de Agostini
Director
PETROBRAS
Avda. Chile, 65
Andar nº 25
Rio de Janeiro
Brasil

Muy Sr. nuestro:

Adjunto a la presente encontrará el informe que, como continuación a nuestra visita conjunta en Londres, hemos preparado y en el que de forma sucinta se explica la situación actual, tanto desde el punto vista legal como económico.

Las conclusiones que se alcanzan en este informe están soportadas en la investigación que hemos venido realizando, sin costo alguno para PETROBRAS, durante los últimos siete meses y están basadas tanto en las reuniones mantenidas en Suiza, Gran Bretaña, Italia, Francia, Brasil y España como en las pesquisas realizadas por varios Bufetes de Abogados y Consultores independientes.

De forma breve, se deduce la existencia de una compleja estructura de deudas tanto con Bancos como con empresas por parte de SANA y en su nombre por TORTIN y por MSR. Asimismo, se observa, en nuestra opinión, la existencia de aspectos legales no suficientemente aclarados que nos llevan a aconsejarles la interposición del mayor distanciamiento jurídico posible, siendo además necesario encontrar una solución al últimamente llamado riesgo Italia, que si bien podría no afectar a la capacidad de producción de la plataforma una vez instalada sí podría, eventualmente, hacerlo a la imagen de la Compañía.

FOCOEX está dispuesta a continuar invirtiendo en esta operación en la obvia creencia de que estamos en capacidad de resolver los problemas antes mencionados interponiendo, aclarando y regularizando cuanto medio u acción sean precisos para conseguir la plena satisfacción de todas las partes involucradas en la operación y con ningún riesgo para PETROBRAS.

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

N.º de folha 04

RUBRICA

El como esperamos contamos con la extensión del mandato y por lo tanto con su confianza, les haremos llegar el resultado de la investigación que nuestra Asesoría Legal está realizando en estos momentos y que, contando con la seriedad de firma que nos asesora, podría ser la solución definitiva a la adquisición de la plataforma.

Atentamente,

Juan Antonio Piedras
Director

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

N.º de folha 10
RUBRICA

INFORME SOBRE EL SPIRIT OF COLUMBUS

1. HISTORIA

En Julio-Agosto del 94, FOCOEX mantuvo una primera reunión con ABC y otra con PETROBRAS, obteniendo la información de que una PLATAFORMA llamada SPIRIT OF COLUMBUS estaba siendo construida por FINCANTIERI próxima a terminar y que la misma era propiedad de una empresa llamada SANA y podía interesarle a PETROBRAS, pero que tenía algunos problemas para los que se presentó la propuesta de:

DISEÑAR UNA ESTRATEGIA PARA LA ENTREGA DE LA PLATAFORMA A PETROBRAS LIMPIA DE CARGAS, A TRAVES DE UN LEASING

FOCOEX con el objetivo principal de satisfacer las necesidades de PETROBRAS DE ADQUIRIR LA PLATAFORMA SIN NINGUNA CARGA LEGAL Y AL MEJOR PRECIO POSIBLE, y teniendo en cuenta las necesidades de todas las partes involucradas, se comenzó con las investigaciones en GRAN BRETAÑA, ITALIA, SUIZA, FRANCIA, para determinar con exactitud los aspectos JURIDICO LEGAL, TECNICO Y ECONOMICO FINANCIERO, que permitieran cumplir con el objetivo marcado.

A medida que las investigaciones avanzaban, sobre todo en el aspecto jurídico legal, el modelo de transacción se iba complicando debido a la opacidad legal que algunos temas presentaban tales como:

- El entramado de empresas que existe en el grupo MSR y su relación con la PLATAFORMA.

- Financiación a MSR para la explotación del campo ESMERALDA y la inter relación con la financiación de la PLATAFORMA.

- Hipotecas directas ó indirectas sobre la PLATAFORMA.

- Utilización de los subsidios percibidos del Gobierno italiano.

- Situación económica del grupo MSR

- Situación jurídica de SANA signatoria con FINCANTIERI del contrato de construcción de la PLATAFORMA.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUIMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

El descubrimiento de cosas nuevas iba aumentando la complejidad de la transacción, y lo que en condiciones normales podría ser una adquisición rápida, se iba haciendo cada vez más difícil de entender, fundamentalmente, para las partes financieras que tendrían que poner el dinero, y para la estructura legal encaminada a limpiar la PLATAFORMA de cargas.

N.º de folha 11
RUBRICA

PRESENTACION FORMAL DE FOCOEX A PETROBRAS DE LAS POSIBILIDADES DE ADQUISICION

En Noviembre-94 con el fruto de las investigaciones que hasta entonces se habían llevado a cabo, en reunión en Río de Janeiro con PETROBRAS, se les informó de la situación a la que se había llegado y les transmitimos la necesidad de FOCOEX de obtener un mandato de PETROBRAS, por las siguientes razones:

a) Frente a terceras partes para poder avanzar en nuestras investigaciones.

b) Frente al Comité de Dirección de FOCOEX poder justificar los gastos que se necesitaba realizar a fin de obtener el éxito esperado de la operación.

- El 1 Diciembre de 1995 obtenemos una carta de intenciones de PETROBRAS que se ha ido renovando hasta el 30 de Junio del 95.

OBJETIVOS LOGRADOS

Esto nos permitió:

- Hacer una inspección técnica ``in situ´´ de la PLATAFORMA con los ingenieros de PETROBRAS/FOCOEX para conocer la situación de la PLATAFORMA y posibilidades de la misma así como las modificaciones necesarias para satisfacer las necesidades de producción de PETROBRAS y su posterior valoración.

- Diseñar una estructura legal de entrega de la PLATAFORMA al AGENTE FINANCIERO/PETROBRAS.

- Presentar oferta de compra sobre la PLATAFORMA realizada por una firma de abogados de prestigio internacional, recogiendo las normas legales y jurídicas que dicha transacción requiere.

- Presentar un modelo atractivo a los posibles agentes financieros.

- Encontrar una solución económica que a nuestro juicio debe satisfacer a todas las partes: Bancos acreedores, MSR y FINCANTIERI.

Todo ello encaminado a cumplir con los objetivos marcados en la carta de intenciones de PETROBRAS a FOCOEX.

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

N.º do folha 12
RUBRICA

SITUACION ACTUAL

De los ANEXOS adjuntos:

- ANEXO I – Subsidios– Bandera Italiana Fincantieri

- ANEXO II – Entramado de empresas del GRUPO MSR

- ANEXO III – RIESGO ITALIA

- ANEXO IV – ESQUEMA DE TRANSACCION

Entendemos que para que la transacción pueda realizarse a satisfacción de PETROBRAS y DEL AGENTE FINANCIERO (FOCOEX) es necesario que se cumplan las siguientes condiciones:

- MSR tiene que mantenerse DISTANCIADA de la operación siendo necesaria la creación de una empresa intermedia entre MSR /AGENTE FINANCIERO/PETROBRAS

- Crear COMPAÑIA INTERMEDIA, que puede ser (MARWIN, s.p.c), que se responsabilice de:

  - Hacer ``due diligence´´ de SANA y cuantificar riesgo ITALIA. Aclarando la opacidad legal existente

  - Adquirir SANA y llevar a cabo la estructura italiana, integrada en la estructura general ya presentada.

  - Solucionar los problemas de Bandera.

  - Responsabilizarse de las modificaciones

  - Entregar la PLATAFORMA limpia de toda carga ya modificada a AGENTE FINANCIERO /PETROBRAS.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL CUSSIOLO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

Obra en nuestro poder oferta técnica–económica para realizar las modificaciones, solicitadas por PETROBRAS, en tiempo requerido.

Recientemente se ha producido una actualización de oferta de adquisición de las acciones de SANA, que de acuerdo con ABC, permite a los bancos acreedores firmar el acuerdo de reducción de deuda a M.S.R, permitiéndole a esta la venta en ese precio.

Por todo lo anterior estamos en condiciones de poder presentar una oferta económica inmediata una vez resueltos los problemas legales.

N.º de folha
RUBRICA

CONSECUCION DE OBJETIVOS

Para que lo anterior pueda llevarse a cabo FOCOEX necesita frente a terceros, si PETROBRAS sigue confiando en esta opción, la extensión del mandato de acuerdo con la estructura general adjunta.

Se propone formar un equipo de trabajo PETROBRAS/FOCOEX asesorado por Clifford Chance para la vigilancia y supervisión del modelo de transacción prevista.

DOMARE MD

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

M.º do folha
RUBRICA

ANEXO I

SUBSIDIOS – BANDERA ITALIANA

1) SITUACION EN QUE SE ENCUENTRAN

Hasta donde nosotros hemos podido averiguar:

Los subsidios fueron concedidos a SANA bajo el Act. 10.6.1982 nº 361 y anexo Act 11.12.1984 y bajo el Decreto Ministerial de fecha 18.3.1985, por una cantidad de 322.368.000.000 Liras pagaderos en 24 pagos semestrales por un importe de 13.432.000.000 liras cada uno, para la construcción de una PLATAFORMA semi-sumergible ``Spirit of Columbus´´ bajo unos determinadas condiciones. Se ha venido prorrogando el plazo de la construcción de la PLATAFORMA a lo largo del período de ejecución.

De la cantidad total de estos subsidios, SANA tiene que solicitar el pago de dos de ellos, el correspondiente a Julio/95 y Enero/96, con lo que contemplaría la totalidad de los mismo.

El costo total de los subsidios fue basado originalmente en tonelaje de equipo, entre otros parámetros. 6.000 TNL

En el mes de Julio de 1995 SANA/MSR, con la Plataforma ya terminada, ha solicitado 185.000.000.000 liras (aprox.114 M$) y está esperando la respuesta del Ministerio.

Esto es lo que complica enormemente la transacción, haciendo necesario el mantenimiento de la bandera italiana y mantener SANA operando durante otros 12 años y no poder solicitar el decreto definitivo.

No existía conocimiento de esto por parte de FOCOEX, ni de ABC hasta el último momento. Por esto entendemos que es una maniobra de MSR con FINCANTIERI.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

2. RIESGO ACTUAL

El riesgo que se está corriendo en este momento es que el Ministerio italiano decida hacer una investigación a fondo que determine la necesidad de devolver parte de los subsidios del contrato original y la no concesión de los nuevos solicitados.

3. MANERA DE AMORTIGUARLO

3.1 Si no se conceden los nuevos subsidios

– Solicitud y obtención del DECRETO DEFINITIVO lo que significaría que:

- Los subsidios han sido utilizados de acuerdo con el contrato, y por lo tanto el Ministerio no va a reclamarlos.

- Permitir el cambio de la bandera italiana.

3.2 Si se obtiene los nuevos subsidios

- Traspasar, dentro de la estructura prevista en Italia, los derechos de los subsidios a FINCANTIERI, lo que legalmente es posible.

4. FORMA OPERATIVA

Es necesario hacer una ``due diligence'' para conocer profundamente la situación de los subsidios en relación a:

- Cumplimiento de las condiciones de concesión de los subsidios.

- Situación de cobro de los subsidios.

- Posibles cesiones que SANA haya podido realizar de los subsidios a otras compañías (FINCANTIERI)

- Posibilidad de emisión del Decreto Definitivo y plazo para llevarlo a cabo.
A nuestro entender, ninguna compañía debería comenzar las modificaciones sin la obtención del Decreto Final, y mucho menos financiarlo.

5. POSIBILIDADES

Existe la posibilidad dentro de nuestra estructura prevista de :

- Transferir subsidios a terceras partes.

Solicitar el decreto definitivo.

- Cambiar bandera una vez obtenido el decreto definitivo

-Amortiguar el riesgo Ministerio

MANTENIENDO A M.S.R DISTANCIADO

6. FUENTES DE INFORMACIÓN

- Abogados en Milán y Roma.
- Abogados en Londres
- Abogados en Ginebra
- Personal técnico que trabajó en el tema

N.º de folha 16
RUBRICA

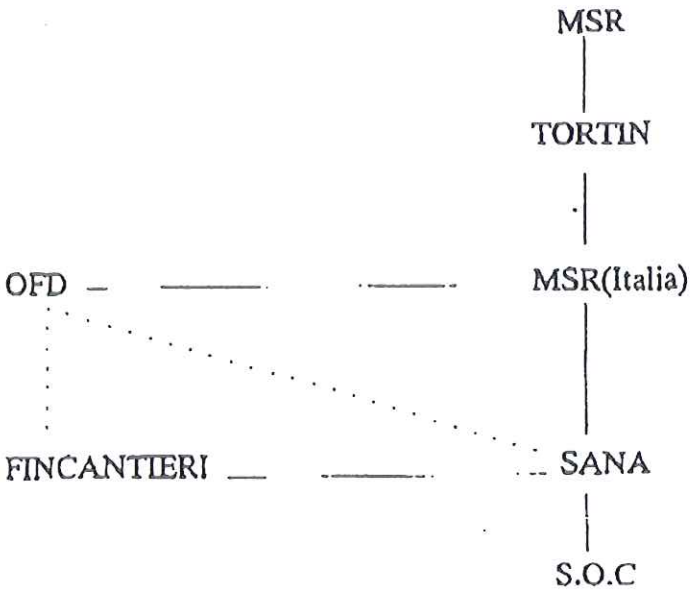
ANEXO II

ENTRAMADO DE EMPRESAS

Las empresas que conforman el grupo de MSR y donde son directores J. Hawsley y Mike Newman son directores, son las siguientes:

NUMBER	COMPANY NAME
2327222	EMERALD STANBY LIMITED
2465713	OIL FIELD DEV. LIMITED
FC16418	SCARBOROUGH SHIPPING LIMITED
2619568	MIDLAND & SCOTTISH CONTRACTING LIMITED
2363018	HYDROCAN LIMITED
SC94682	MIDLAND & SCOTTISH ENERGY LIMITED
SC103582	EMERALD FIELD CONTRACTING LIMITED
2488498	MIDLAND & SCOTTISH (ITALY) LIMITED
2353105	MIDLAND & SCOTTISH NOMINEES LIMITED
FC15615	TORTIN INVESTMENTS LIMITED
1411484	MIDLAND & SCOTTISH RESSOURCES PLC
1682379	THE SHOOTING PARTY LIMITED

Pero la estructura que ha trabajado directamente en Italia entendemos es la siguiente:



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

N.º de folha 17
RUBRICA

Estas empresas han sido las que se han utilizado fundamentalmente para realizar las diferentes funciones financieras del Spirit of Columbus justificando los costos en la dirección, ingeniería y suministro de equipos y creando un entramado capaz de justificar el gasto del préstamo de ABC y los subsidios.

FINCANTIERI y ABC en la parte que les correspondan deben de conocer, sino la totalidad, parte de las opacidades legales que, presumiblemente, existen en la situación de los subsidios y el adecuado empleo del préstamo de ABC.

Entendemos que de la "due diligence" se deberá obtener la relación contractual de SANA con respecto a las demás compañías involucradas y encontrar el mecanismo que nos permita:

- Obtención decreto final
- Cuantificar el riesgo Italia en lo referente a contigencias fiscales de SANA y amortiguar el mismo.
- TRASPASAR SPIRIT OF COLUMBUS LIMPIA DE CARGAS.

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

N.º de folha 14
RUBRICA

ANEXO III

RIESGO ITALIA

Últimamente MSR ha venido creando un ambiente de inseguridad ante ABC y terceras partes a través de lo que viene llamando RIESGO ITALIA. Según lo podemos entender, el riesgo puede ser :

1. De naturaleza económica:

a. Debido a la deuda de SANA con FINCANTIERI

b. Posibles contingencias con el ``Ministerio italiano´´, con referencia a los subsidios.

c. Tasas con las que la PLATAFORMA pueda estar grabada por el Gobierno italiano

d. Obligaciones fiscales de SANA

e. Otras contingencias de personal, etc.

2. De naturaleza política

Caso de aparecer irregularidades que supongan la intervención de la Administración italiana se produciría un daño a la imagen de todas las empresas participantes, especialmente de las estatales.

FORMA DE AMORTIGUAR EL RIESGO

Con la estructura prevista en el ANEXO IV, creemos que desaparece ó se amortigua considerablemente, hasta el punto de hacer cuantificable el RIESGO ITALIA.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

N.º de folha 1
RUBRICA

ANEXO IV

ESQUEMA DE TRANSACCION

A la estructura de entrega de la PLATAFORMA presentada por FOCOEX con anterioridad, que adjuntamos de nuevo, estamos uniendo un esquema de transacción en Italia supervisado por Clifford Chance de empresas italianas a emplear y funciones de cada una de ellas, y basado en los informes que nuestros asesores legales está realizando, que permitirá obtener la PLATAFORMA en las mejores condiciones para PETROBRAS y el agente financiero, limitando y cuantificando el RIESGO ITALIA.

(VER ESQUEMA DE ESTRUCTURA EN ITALIA , ADJUNTO)

Esta estructura básicamente sería:

MARWIN compra las acciones de SANA.

SIMULTANEAMENTE:

- MARWIN compra/crea una compañía italiana registrada en este tipo de actividad y por lo tanto puede ser receptora de subsidios.

- SANA transfiere a la compañía italiana la propiedad de la PLATAFORMA y los subsidios.

- Compañía italiana

  a) Renta la PLATAFORMA a agente financiero/PETROBRAS.

  b) Transfiere los derechos sobre los subsidios a FINCANTIERI

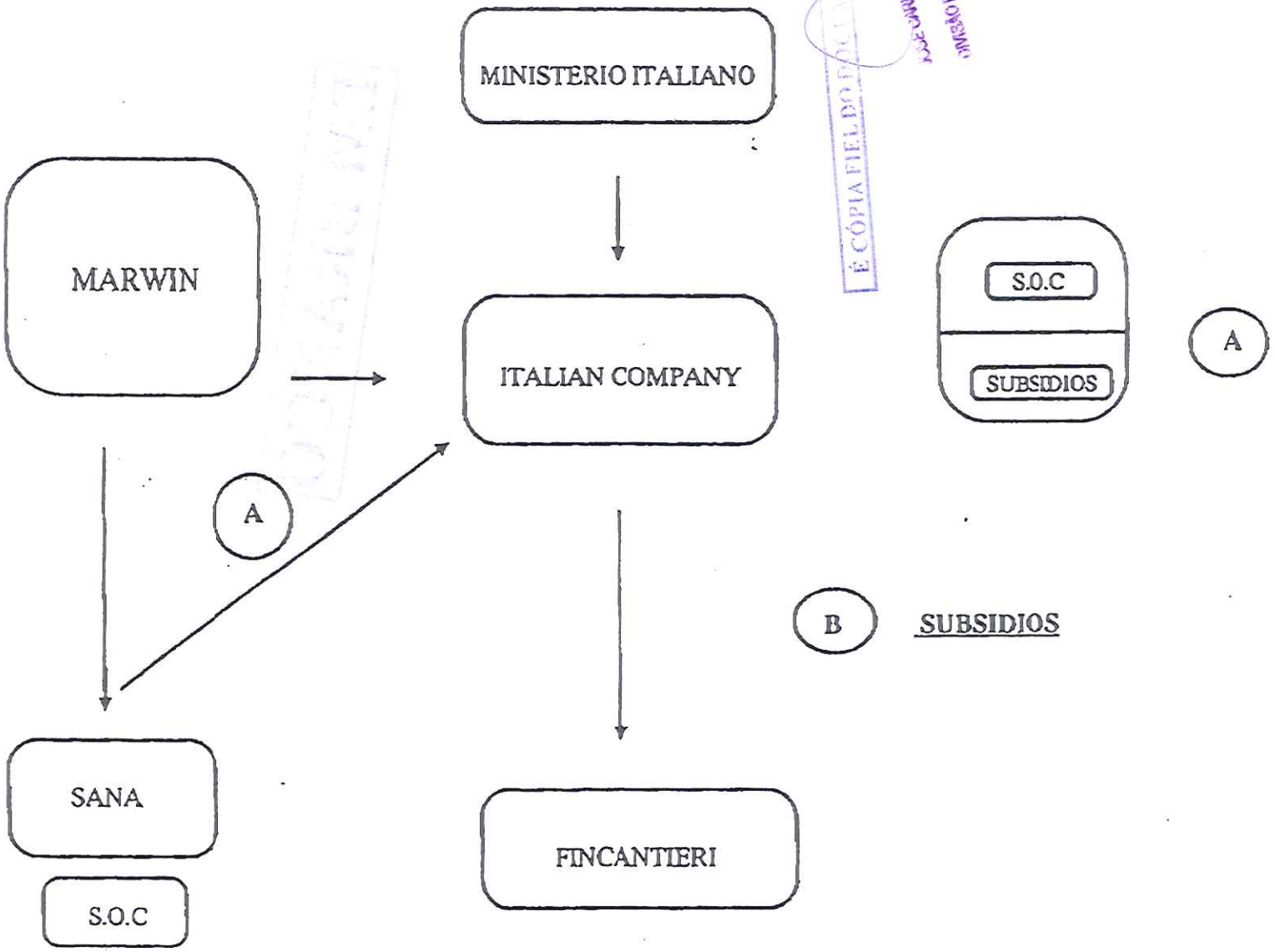
  c) Solicita la emisión del Decreto Definitivo

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUIMARÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

En este punto se sigue la estrategia general diseñada.

Nº de folha
RUBRICA
P06
25/07 '95 15:40
☎ 341 5970308

ESTRUCTURA EN ITALIA



É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PINHEIRO GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

N.º de folha 91
RUBRICA

ESTRUCTURA BASICA

Enviada el 5/7/95 y quedando modificada en parte por el la estructura italiana descrita en el ANEXO IV.

EXPLICACION DE LOS COMETIDOS QUE CADA UNA DE LAS PARTES TIENE

Por parte de MSR:

- Aceptar las condiciones de venta de la S.O.C. mediante la firma de un acuerdo.
- Obtener el Decreto Final y el compromiso de los bancos acreedores de renuncia a cualquier reclamación o derecho que pudieran tener sobre la PLATAFORMA.
- Aceptar la realización de la "DUE DILIGENCE" completa sobre SANA y realizar las correcciones necesarias que como resultado de la misma se obtengan en el informe y que permitan entregar la PLATAFORMA libre de toda carga legal y económica.
- Firmar el contrato en las condiciones pactadas en el Acuerdo una vez cumplidas las condiciones anteriores.

Por parte de LEACO:

- Obtener el fondeo necesario para la operación. (Opción 1)
- Firmar contrato de leasing con BRASOIL en dos fases.
- Aceptar SANA de MARWIN
- Aceptar la Plataforma modificada previa inspección y aceptación de PETROBRAS.
- Extender aval de seriedad de oferta.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUIMARÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

N.º de folha 29
RUBRICA

Por parte de MARWIN:

- Obtener de PETROBRAS un compromiso escrito de alquiler de la PLATAFORMA o de compensación a FOCOEX si el negocio se realiza en un período de 5 años directamente o a través de una subsidiaria.
- Realizar a su Cargo de acuerdo con LEACO la DUE DILIGENCE de SANA.
- Asimismo obtener de PETROBRAS el compromiso de aceptar la PLATAFORMA modificada si cumple las especificaciones que se pacten.
- Realizar las modificaciones por una ``LUMP SUM'' y entregar la PLATAFORMA a LEACO una vez terminadas y aceptadas las mismas por PETROBRAS.

Fondeo:

El fondeo de la compañía de LEACO se puede realizar según las siguientes opciones:

OPCION 1:

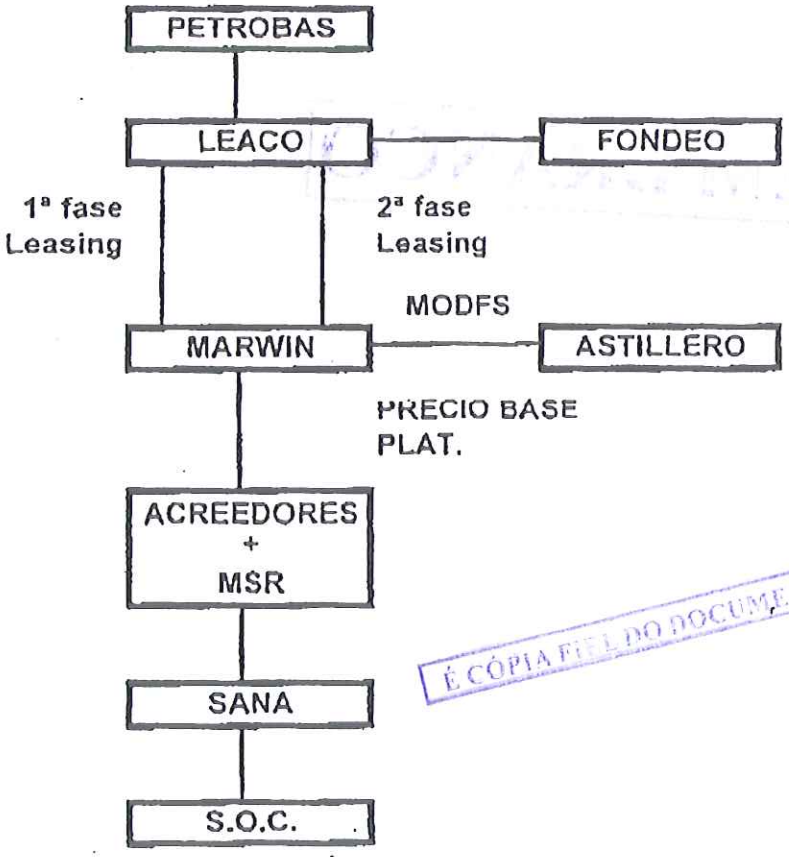
A través de un merchant bank (West o ING)

OPCION 2:

A través de los bancos acreedores previa toma de control de SANA por ellos y garantizado en el compromiso de PETROBRAS con MARWIN y fondeo adicional a buscar por MARWIN.

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

ESTRUCTURA BASICA.



É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
OMISSÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

N.º de folha 21
RUBRICA

FUENTES DE INFORMACION

Fuentes de la documentación que obra en nuestro poder y soporta lo anterior mencionado, entre otros:

- Studio Legale Cigolini (Italia)
- Maritima Financia Services S.A (Suiza)
- Clifford Chance (Londres/Madrid)
- Grimaldi e Associati (Italia)
- Asesores técnicos en Londres, Paris, Roma
- Estudios técnicos y oferta técnica-económica sobre modificaciones.

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

West Merchant Bank

West Merchant Bank Limited

33-36 Gracechurch Street
London EC3V 0AX

Telephone: 0171 623 8711
Telefax: 0171 626 1510
Telex: 884689

Direct tel: 071 220 8406
Direct fax: 071 283 6871

Strictly Private & Confidential

8th September, 1995

Mr. Jon Hawksley,
Managing Director,
Midland and Scottish Resources PLC,
King's House,
36-37 King Street,
London EC2V 8BE.

Dear Jon,

The Spirit of Columbus /Petrobras

Thank you for the revised term sheet which you sent to Martin Hatt. You have asked us for a written outline of a Term Sheet for a loan to be arranged by us for Devonshire Holdings Limited, a special purpose company, incorporated in Guernsey which will acquire SANA, and undertake various leases. As we discussed during our recent meetings, in order to provide a more final proposal, particularly in terms of pricing and tenor, we would need to undertake a full review of the proposed structure with legal advisors in England, Italy and Brazil and we would need to have the opportunity to present the transaction with potential participant banks to secure their commitment. Nonetheless, attached is an indicative term sheet for the proposed loan together with an amended term sheet for the lease for you to discuss with Petrobras.

Clearly there remain many open issues to be resolved. In order to move forward on this proposal we would need to receive an exclusive mandate from MSR and Leasco to arrange a financing and require an up front, non returnable, payment of US$ 30,000 to cover initial consultations on the structure with our legal advisors and any other incidental expenses. We would also expect to receive sight of a written indication from Petrobras that the proposal is in principle acceptable to them.

É CÓPIA FIEL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Security:	The loan will be secured as follows: 1. A first mortgage on the rig, 2. The assignment of insurance proceeds on the rig 3. The assignment of all Lease payments due under the secondary lease.
Governing Law:	Laws of England
Agent:	To be appointed
Expenses:	All legal and other expenses will be for the account of the Borrower whether or not the loan is drawn
Fees:	To be paid on drawdown of the loan: Underwriting and Placement fee: 2% Arrangement fee: 7/8% Commitment fee: 1/8%pa. To be paid on drawdown and annually thereafter: US$ 100,000 pa. as Agency Fee. Note that we would need to be satisfied regarding the financial standing of Leaseco regarding its obligations to pay fees and expenses inthe event the loan is not finally drawn.
Confidentiality:	This proposal and its terms shall be confidential.
Other terms and Conditions:	Standard for an operation of this type but will include a loan agreement with cross default provisions to the Brasoil lease.

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

West Merchant Bank Limited,
33-36, Gracechurch Street,
London EC3V OAX.

For the attention of

Loan to Devonshire Holdings Limited in the amount of up to US$ 340 million.

Following your letter of 7th September 1995, on behalf of Devonshire Holdings Limited ("Devonshire") and MSR please accept this letter as an exclusive and irrevocable mandate for you to offer this transaction to other banks and financial institutions. This mandate shall have a validity of 90 days from today's date. In addition Devonshire has today transferred US$ 30,000 non returnable amount in respect of initial legal and other expenses to the account of West Merchant Bank Limited at Standard Chartered Bank New York Account Number 1403805 Chips UID 104244.

Finally we confirm that Petroleo Brasileiro SA has agreed in principle to the proposal made to them in respect of the lease acquisition of the Spirit of Columbus.

For and on Behalf of

Midland and Scottish Resources PLC

Devonshire Holdings Limited

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

LEASE ON THE SPIRIT OF COLUMBUS TO BRASOIL LIMITED UNDER THE GUARANTEE OF PETROLEO BRASILEIRO SA-PETROBRAS

DRAFT

VESSEL	The Spirit of Columbus
OWNER	Societa Armamento Navi Appoggio SpA, which will own the vessel throughout the lease term.
LESSOR	Devonshire Holdings Limited, a special purpose company registered in Guernsey whose sole activity will be the purchase of the Owner, charter of the Vessel from the Owner, modifying the Vessel to the Lessee's requirements, raising the required finance and leasing the Vessel to the Lessee.
OWNERS OF DEVONSHIRE HOLDINGS LIMITED	The shareholders in the Lessor will be [.....]. They are not prepared to give any guarantees with regard to the finance raised by LeaseCo in view of the size of the transaction.
LESSEE	Brasoil Ltd a wholly owned subsidiary of Petrobras registered in the British Virgin Islands.
GUARANTOR	Petrobras will guarantee the performance of the Lessee as if for its own obligations.
COMMENCEMENT DATE	ASAP.
TERM	12 years, at the end of which the Lessee will have the right to purchase the Vessel for a nominal consideration.
LEASE RATE	The Lease Rate will be set to cover the costs of the Lessor over a [5-8] year period as indicated on the attached schedule with a reduced rate payable for the remaining years of the term, The Lease Rate will consist of:-

Payment A

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

Payments payable from the Commencement Date for the Lease Term and assigned to the Lenders. They will be sufficient to meet the costs of LeaseCo and service the first tranche of the Loan.

Payment B

Payments payable from the Commencement Date for the Lease Term and assigned to the Lenders. They will be sufficient to service the Second Tranche of the Loan. If the cash collateral deposit securing the Letter of Credit is not utilized it will be applied on expiry of the Letter of Credit towards prepayment of this tranche and these payments will cease.

LEASE TERMS

Under the lease the Lessee will be required:-

a. To pay the Lease Rate for the Term of the Lease without any deduction for any reason whatsoever including taxes and the performance of the Vessel.

b. To maintain the Vessel in the highest classification of RINA (the Italian classification society).

c. Maintain insurance on the Vessel, including hull and machinery, war risks and cover, with internationally recognised underwriters on terms acceptable to the Lenders with their interest noted thereon.

d. To operate the Vessel in a safe manner and maintain the Vessel in accordance with the requirements of RINA and insurers so that the Vessel is at all times seaworthy and fit for the purpose for which it is employed.

e. Not to place any lien on the Vessel or permit any third party to place a lien upon it and not to allow the Vessel out of the Leasee's direct control other than with the written consent of Owner, Leasor and the Lenders.

f. To permit the Owner to meet all the requirements necessary to maintain the vessel on the ships registry in Napoli, Italy.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

3294

Any breach of any of these provisions will constitute an event of default under the lease. If the Lessee fails to meet his obligation under b. and f. then it will be liable to pay a supplementary charter payment to the Subsidy Beneficiary equal to any subsidy forfeited.

LEASE	The lease by which the Owner leases the vessel, unmodified, to the Lessor for a term of 12 years with a purchase option at the end of the term for a nominal consideration.
LEASE PAYMENTS	The payments due to the Owner by the Lessor under the lease will be in accordance with the attached schedule.
ACCEPTANCE CERTIFICATE	A certificate issued by the Lessee after due inspection of the vessel and its records confirming that the vessel is accepted on lease on a where is/as is basis.
CONTRACTOR	A company acceptable to the Lessee that will perform the modifications required on the Vessel.
MODIFICATION CONTRACT	A contract between the Contractor and the Lessor (specifically authorised by the lessee) for a lump sum amount for the modification of the Vessel
COMPLETION CERTIFICATE	A certificate issued by the Contractor and countersigned by the Lessee confirming that the modifications are complete and acceptable to the Lessee.
ESCROW CONDITIONS	The following conditions must be fulfilled for the lease to be effective and the loan finance to be available.

1. Issue of an Acceptance Certificate by the Lessee.

2. Confirmation from the Lenders that the loan finance is available and may be drawn down forthwith subject only to the fulfilment of the other Escrow Conditions.

3. Confirmation from the Lessor to the Vendor that all terms and conditions of the purchase of the Owner have been fulfilled subject only to the fulfilment of the other Escrow Conditions.

CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

4. Issue of the Decreto Definitivo by the Ministry of Mercantile Marine.

5. Confirmation that the Vessel meets the highest requirements of RINA in accordance with Article 6 Sub section 2 of Law 361/82.

6. Confirmation that SANA meets the requirements to be an Owner of an Italian ship in accordance with Article 1 Sub section 1 of Law 361/82.

7. Confirmation the Vessel is registered on the Italian Ships Registry.

8. Execution of the Quiet Possession Agreement.

9. Confirmation by the Lessee that they are satisfied with the terms of the Modification Contract.

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

Marítima

M-DIR-186/96

Rio de Janeiro, 19 de junho de 1996

À
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRÁS
Superintendência Executiva de Exploração e Produção - E&P
Av. República do Chile, 65 - Sala 1855
20035-900 - Rio de Janeiro - RJ

Atn.: Eng. Luiz Eduardo Guimarães Carneiro
Superintendente Executivo de E&P Sul e Sudeste

Ref.: Plataforma Semisubmersível "SPIRIT OF COLUMBUS"

Prezados Senhores,

Conforme entendimentos mantidos com a PETROBRÁS, estamos reencaminhando, por meio desta, a nossa proposta para a embarcação acima mencionada com toda a documentação pertinente à mesma, sobre a qual já recebemos parecer preliminar positivo de V.Sas., face à análise dos documentos anteriormente enviados.

Atenciosamente,

MARÍTIMA NAVEGAÇÃO E ENGENHARIA LTDA.
GERMAN EFROMOVICH
PRESIDENTE

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

ARÍTIMA – NAVEGAÇÃO E ENGENHARIA LTDA.
)97(40 – Rua Paim Pamplona, 201 - Sampaio – RJ - Rio de Janeiro – Brasil - Tel.: 55-21- 241-3622 – Fax: 55-21- 241-0999

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS

SECRETARIA GERAL DA PETROBRAS (SEGEPE)

C O M U N I C A D O

A decisão contida neste documento é de caráter reservado e uso exclusivo do órgão destinatário, sendo vedada a reprodução.

REFERÊNCIA

Ata DE 4.072, item 12, de 31-10-96 - Pauta nº 1.058

ASSUNTO

SERVIÇO DE ENGENHARIA (SEGEN) - Relatório da Comissão de Negociação da Plataforma "Spirit of Columbus"

D E C I S Ã O

A Diretoria Executiva aprovou as proposições constantes do DIP-SEGEN/SUPER-000625/96, de 23-10-96, dos titulares dos Serviços de Engenharia (SEGEN) e Financeiro (SEFIN) e da Superintendência Executiva de Exploração e Produção Sul-Sudeste (E&P-SSE).

CIENTIFICADO (S)

SEGEN - SEFIN - E&P-SSE - SEJUR - BRASPETRO - CENPES - SERPLAN

Hélio Shiguenobu Fujikawa
Secretário-Geral da PETROBRAS

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGI
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

PETROBRAS
SECRETARIA-GERAL
28 OUT 1996
PROT. _____ PAUTA DE 1058 ANT
CA

DOCUMENTO INTERNO PETROBRAS - DIP

Rio de Janeiro, 23 OUT 1996

À D.E.
Rio
28.10.96

SEGEN/SUPER - 000625

PARA: DIRETOR SEBASTIÃO HENRIQUES VILARINHO
DIRETOR ORLANDO GALVÃO FILHO
DIRETOR ANTONIO CARLOS SOBREIRA DE AGOSTINI

ASSUNTO: Afretamento com opção de compra da Plataforma SPIRIT OF COLUMBUS para o Campo de Marlim Sul

HISTÓRICO

Desde 1993, quando foi iniciado o programa de desenvolvimento dos campos de Marlim e Albacora, o modelo adotado pela PETROBRAS vem sendo o de aquisição de plataformas, acoplada a alguma estrutura do tipo "sale-and-leaseback" com "tradings" japonesas. Nesse cenário, a plataforma SPIRIT OF COLUMBUS, oferecia como principal atrativo a possibilidade de antecipação da produção, devido ao seu estágio de construção, contudo não havia, na época, localização específica para esta plataforma.

2. Em 28.04.94 foi constituído um grupo de trabalho, que analisou a possibilidade de aquisição da plataforma SPIRIT OF COLUMBUS, para ser instalada no campo de Marlim, já que a mesma encontrava-se em fase final de construção e representaria uma antecipação na produção daquele campo. Conforme consta do relatório conclusivo daquele grupo de trabalho, a plataforma encontrava-se numa situação bastante complexa, no que se refere a parte jurídica e financeira, bem como no que se referia à própria posse do bem e dessa maneira, naquele momento, a aquisição não foi recomendada. Sugeria ainda o grupo que fosse mantida aberta a possibilidade de negociação futura, para outras locações, se e quando se apresentassem condições mais claras que levassem a um efetivo entendimento com os proprietários. Esta condição veio a ocorrer quando consideradas as opções para o EVTE da Fase I do desenvolvimento do campo de Marlim Sul.

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

3. Em agosto de 1994, a PETROBRAS foi procurada pela FOCOEX, empresa estatal espanhola de fomento à exportação, que propôs estruturar uma operação financeira que permitisse à PETROBRAS adquirir aquela plataforma. Para tanto, em 01.12.94 (Ata 3.974, item 20), a DE autorizou a emissão, pela BRASOIL, de carta de interesse a FOCOEX, objetivando a eventual aquisição ou afretamento da plataforma. A carta de interesse em questão foi prorrogada, com autorização da DE, em três ocasiões, sem que se lograsse êxito nas tentativas de obtenção da plataforma, e sem que se apresentasse alguma proposta objetiva à PETROBRAS. Em 30.01.96, a BRASOIL cancelou formalmente junto a FOCOEX o mandato estabelecido para representá-la junto aos proprietários da plataforma, uma vez que a proposta apresentada consistia no financiamento para compra da plataforma.

4. Em vista do insucesso da FOCOEX, o Serviço Financeiro (SEFIN), acatando determinação da Diretoria Executiva, procurou identificar outras instituições que pudessem estruturar uma operação financeira que fosse de interesse da PETROBRAS. Foram contactadas, para isto, a NISSHO IWAI, MARUBENI, MITSUI e MITSUBISHI. As três primeiras não demonstraram interesse na operação. Em janeiro de 1996, a PETROBRAS assinou carta de intenção com a MITSUBISHI, visando a aquisição da plataforma. A MITSUBISHI fez várias tentativas de proposta, sempre insistindo em financiar a venda da plataforma para a PETROBRAS, operação que já havia sido desaconselhada pelo Serviço Jurídico (SEJUR), em função dos gravames e incertezas jurídico/tributárias que incidem sobre a mesma. Por exemplo, a plataforma recebeu um subsídio do governo italiano, de cerca de US$ 180,000,000.00, que teria que ser pago integralmente, se a plataforma fosse vendida antes de 12 anos após sua construção. Além disto, a MITSUBISHI nunca conseguiu obter delegação da empresa proprietária da plataforma (M.S.R.) para negociar a mesma.

5. A MITSUBISHI apresentou, em 30.09.96, uma proposta de "leasing", com um preço de US$ 175,000.00/dia condicionada, entretanto, à aprovação do governo japonês e obtenção de delegação da M.S.R., para negociar com a PETROBRAS. Em função destas incertezas, a carta de intenção assinada com a MITSUBISHI, que se encerrou em 30.09.96, não foi renovada, já que, assim como a FOCOEX, a MITSUBISHI também apresentou proposta de financiamento para compra da plataforma.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

6. Por outro lado, a Marítima - Navegação e Engenharia Ltda (MARÍTIMA), que possui delegação formal da M.S.R. para negociar a SPIRIT OF COLUMBUS, apresentou, em outubro de 1995, um dossiê completo, que entre outros documentos contém cartas dos credores demonstrando que todas as partes estavam de comum acordo em negociar a plataforma. Foi também apresentado um "legal opinion" sobre a situação da plataforma, atestando a viabilidade legal da estrutura proposta pela MARÍTIMA. A posição mais favorável dos credores foi

decorrência da falta de perspectivas de solução via venda da plataforma, induzindo-os a manter os créditos à M.S.R. e, desta forma, viabilizar a operação de "leasing" à PETROBRAS, criando condições para a devedora quitar aqueles débitos. Na ocasião, toda essa documentação foi analisada pelo SEJUR e considerada aceitável.

7. Através da Ata 4056, de 11/07/96, a Diretoria Executiva aprovou a implantação do módulo 1 da Fase I de Marlim Sul. A alternativa recomendada e aprovada era a que contemplava a plataforma SPIRIT OF COLUMBUS como UEP-1. Sua vantagem em relação a segunda colocada reside, basicamente, no fato da mesma apresentar uma antecipação de produção de no mínimo 12 meses. O prazo estimado desde a assinatura do contrato, até o início da produção, da SPIRIT OF COLUMBUS, é de 22 meses (15 meses de antecipação, em relação aos prazos reais constatados para a plataforma P-18, por exemplo). A diferença de VPL entre a opção que contempla a SPIRIT OF COLUMBUS, e a segunda colocada no EVTE, é de US$ 155,530,000.00. O gráfico do anexo 2 mostra que, a cada 30 dias de atraso desta alternativa, há uma perda de VPL da ordem de US$ 50,000,000.00, correspondendo a US$ 1,630,000.00 por dia. A tabela abaixo apresenta um resumo dos resultados do EVTE para esta opção:

EVTE de Marlim Sul

Indicadores	Unidade	Spirit of Columbus (SANA 15000)
VPL	US$ Milhões	1.905,00
Investimento	US$ Milhões	1.937,65
Tempo de Retorno	Anos/Meses	4a / 8m
Custos Unitários		
Investimentos	US$ / bbl	4,39
Produção	US$ / bbl	9,87

8. No item 26 da mesma Ata 4056, de 11.07.96, foi determinado ao Serviço de Engenharia que, em articulação com o E&P, CENPES e SEFIN, realizasse as negociações para aquisição da Plataforma SPIRIT OF COLUMBUS, já adaptada às condições de Marlim Sul. Os resultados desta negociação deveriam ser retornados à consideração da Diretoria Executiva, no prazo de 3 meses.

JUSTIFICATIVA

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIG
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

9. Visando cumprir tal determinação, o SEGEN criou uma comissão interdepartamental para este fim, agregando a esta, além dos órgãos estabelecidos naquela decisão de Diretoria, o Serviço Jurídico (SEJUR).

10. Tal comissão procedeu as negociações com a MARÍTIMA, uma vez que a mesma era a única empresa que apresentava delegação formal da proprietária da plataforma.

11. Após debate e análise da documentação técnica fornecida pela PETROBRAS, a MARÍTIMA apresentou sua proposta comercial refletindo uma taxa diária de "leasing" com opção de compra de US$ 173,200.00, por um período de 12 anos. Com as considerações sobre as pendências técnicas relativas às especificações da PETROBRAS para a plataforma, foram negociadas reduções no valor inicialmente proposto, quando o preço inicial foi reduzido para US$ 166,400.00. Diante de nova argumentação sobre preços apresentada pela Comissão de Negociação, a MARÍTIMA concedeu nova redução da taxa diária, por um período de 12 anos, fixando a proposta final em US$ 164,000.00, quando foram esgotadas todas as possibilidades de redução do valor proposto na negociação da plataforma, a nível da Comissão de Negociação. Com esse resultado a comissão apresentou dentro do prazo estabelecido, o relatório do processo de negociação, que se encontra anexo a este expediente.

12. O afretamento da SPIRIT OF COLUMBUS representa uma operação "sui generis", em relação às recentes contratações de plataformas de produção da Companhia. Desde a construção da P-18, vem se adotando um modelo de compra e contratação de reforma, seguido da contratação de uma operação de "leasing" exclusivamente financeiro, em negociações distintas, de maneira que facilita a avaliação isolada das variáveis - juros e prazo.

12.1 No caso da SPIRIT OF COLUMBUS, a oportunidade que surge de utilizar seus serviços mediante o pagamento de uma taxa diária representativa de um "leasing", miscigena os riscos financeiros comuns com riscos de "upgrading", manutenção de subsídios, legais e operacionais. Isto torna impraticável identificar seu custo exclusivamente financeiro, inclusive, sendo impossível isolar os custos financeiros propriamente ditos. Isto foi confirmado quando a MITSUBISHI não quis assumir o risco de um financiamento direto à M.S.R., com taxas de mercado e sim financiar à PETROBRAS àquelas taxas. Outra alternativa que foi aventada pela MITSUBISHI para reduzir os custos da operação seria através da emissão pela PETROBRAS de "IRREVOCABLE PROMISSORY NOTES" para os 12 anos do afretamento. Esta alternativa foi descartada pois teríamos a obrigação, independentemente da posse da plataforma.

12.2 Também é necessário incluir para fins de comparação outros valores intangíveis, tais como o valor residual da plataforma, isto é, seu valor econômico após o término do contrato de afretamento. Obviamente, nesta particularidade, o custo de uma plataforma nova tal como a P-18 e a SPIRIT OF COLUMBUS é necessariamente mais elevado em função de sua vida útil mais extensa.

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS
É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

13. O desembolso por barril de produção oferece uma possível aproximação de denominador comum para fins de se comparar o custo do financiamento entre as plataformas recentemente adquiridas. Por este critério, a P-18 exige um desembolso de aproximadamente US$ 1.40/barril de produção, como seria de se esperar tendo em vista que sua vida útil extrapola a vida do "leasing". A P-33 que exigirá gastos previstos de US$ 1.82/barril, é, por motivos de escala, a mais onerosa. Em contrapartida, a plataforma P-25, reformada, representará dispêndios de aproximadamente US$ 1.00/barril, apesar dos custos financeiros de seu "leasing" terem sido os mais elevados já contratados. Por este conceito, a média das plataformas contratadas se aproxima de US$ 1.10 barril, sendo que com uma produção de 150.000 barris/dia, a despesa com o afretamento da SPIRIT OF COLUMBUS representa US$ 1.09/barril, conforme preços negociados. É necessário salientar ainda que estas estimativas excluem os benefícios da produção de gás.

14. Cabe ressaltar que a SPIRIT OF COLUMBUS é uma plataforma de última geração, em termos de concepção estrutural e hidrodinâmica, tendo grande capacidade de carga e grande deslocamento (54.000 t, contra 36.000 t da P-18) e, além disto tendo sido concebida para produzir e perfurar em qualquer lugar do mundo ("worldwide application") e possuindo materiais e nível de redundância compatíveis com os mais altos níveis da indústria "offshore".

15. A metodologia adotada pela Comissão de Negociação foi a de comparar a proposta de "leasing" da plataforma com a estimativa feita durante o EVTE, onde a SPIRIT OF COLUMBUS teve um valor atualizado estimado em US$ 356,500,000.00. Em função de não existir a alternativa de compra da SPIRIT OF COLUMBUS, mas apenas a possibilidade de contratá-la através de uma operação de "leasing", o custo da plataforma foi contemplado no EVTE como financeiramente equivalente a um gasto operacional. Foi utilizada então, a taxa de 15%, que é a taxa mínima de atratividade que a PETROBRAS utiliza em seus EVTE's e que retrata melhor a natureza de risco que envolve a operação sob o ponto de vista de financiamento. Com esse critério a alternativa SPIRIT OF COLUMBUS continua demonstrando ser a opção mais atrativa, quando aplicados os conceitos do EVTE, pois o VPL da mesma, com os valores da proposta da MARÍTIMA, corresponde a US$ 1,915,280,000.00, contra um VPL de US$ 1,905,000,000.00 na condição anterior. Isto eqüivale dizer que nas condições da proposta atual o valor da plataforma fica US$ 10,220,000.00 inferior ao da estimativa PETROBRAS.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGIN
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

16. O processo de negociação não envolveu somente a parte comercial, mas também a questão jurídica e financeira, que encontra-se retratada em forma e conteúdo através de uma minuta do "Memorandum of Agreement" (MOA), anexo

DIVISÃO JUDICIÁRIA
TRIBUNAL MARÍTIMO

ao relatório da Comissão de Negociação. Este documento legal estabelece todas as condições contratuais a serem efetivadas, define as partes envolvidas e todos os passos da operação e, além disto, contempla também a segurança da operação. Sem este documento legal, não há como dar continuidade ao processo de afretamento da plataforma.

17. A minuta do "Memorandum of Agreement" (MOA) foi submetida ao Serviço Jurídico (SEJUR) tendo a análise resultado favorável, conforme parecer anexo. A minuta do MOA anexa ao parecer da Comissão de Negociação já incorpora os comentários do SEJUR.

18. A proposta que ora está sendo submetida à Diretoria Executiva, foi apresentada à PETROBRAS pela MARÍTIMA e conta com os apoios do Arab Bank Corporation, Barclays e Det Norske Bank, que são os bancos credores.

19. A estrutura jurídico/financeira descrita no MOA, protege a PETROBRAS de futuros litígios por parte das entidades envolvidas e portanto, deixa a empresa a salvo de penalizações pecuniárias elevadas, que aconteceriam no caso de uma operação de compra e venda.

20. Vale registrar que a PETROBRAS recebeu outras propostas de venda através de "leasing", da mesma plataforma. Uma delas foi feita pela companhia norte americana Assumption Holding Corporation, que pretendia, através de "take-over", assumir o controle da M.S.R., para então afretar a plataforma à PETROBRAS. A proposta não chegou a ser levada à consideração da Diretoria, em função de sua complexidade e preço elevado (US$ 403 milhões) para a concepção de produção de apenas 100.000 barris/dia.

CONCLUSÃO

21. Em face do exposto, ratificamos as conclusões e proposições apresentadas no relatório da Comissão de Negociação para afretamento da plataforma SPIRIT OF COLUMBUS, e solicitamos a V.S.as. que, caso de acordo, encaminhem à apreciação da Diretoria Executiva as seguintes proposições:

a) Tomar conhecimento do relatório da Comissão de Negociação visando o afretamento da Plataforma SPIRIT OF COLUMBUS, onde foi negociada uma taxa diária de até US$ 164,000.00, por um período de 12 anos;

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

SEGEN/SUPER- 000325 / 96

b) Determinar ao Superintendente do Serviço de Engenharia - SEGEN que assine o "Memorandum of Agreement" (MOA), conforme minuta anexa;

c) Determinar aos Superintendentes do SEGEN, SEFIN e E&P-SSE, que prossigam as negociações com a MARÍTIMA/M.S.R., nos termos do "Memorandum of Agreement" (MOA), visando obter as condições finais para assinatura dos contratos, procurando, outrossim, reduzir o valor das taxas diárias já negociadas;

d) Determinar que, após ouvido o SEJUR, sejam submetidas à D.E. e ao C.A. as minutas finais dos contratos.

Atenciosamente,

Alceu Barroso Lima Neto
Superintendente do Serviço de Engenharia

Márcio Eiras Moraes
Superintendente do Serviço Financeiro

Luiz Eduardo Guimarães Carneiro
Superintendente Executivo do E&P Sul-Sudeste

Anexo: 1 - Relatório da comissão interdepartamental de negociação da plataforma SPIRIT OF COLUMBUS, com o "Memorandum of Agreement" (MOA) e o respectivo parecer do SEJUR.
2 - Gráfico de Perda de VPL.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

RELATÓRIO DE COMISSÃO DE NEGOCIAÇÃO

Relatório de Negociação visando a aquisição da plataforma SANA 15000 ("SPIRIT OF COLUMBUS - SOC") para instalação como unidade flutuante de produção para o Módulo 1 da Fase I de Marlim Sul.

1. INTRODUÇÃO

1.1 - A Diretoria Executiva da PETROBRAS em sua reunião de 11.07.96, Ata 4056, através do item 26, resolveu aprovar a implantação do Módulo 1 da Fase I de Marlim Sul, determinando ao SEGEN que, em articulação com E&P, CENPES e SEFIN, realizasse as negociações para a aquisição da plataforma SPIRIT OF COLUMBUS, já adaptada para as condições de Marlim Sul, submetendo-lhe, num prazo de 90 dias, os resultados obtidos.

1.2 - Ressalta-se que com esta adaptação, esta plataforma terá uma planta de produção de 150.000 barris de óleo e 6.000.000 Nm3 de gás por dia, gerando uma antecipação de produção prevista no EVTE, já aprovado pela D.E. na mesma Ata antes citada.

1.3 - A partir da decisão daquele colegiado, o Superintendente do Serviço de Engenharia, no uso de suas atribuições, e através da DIP SEGEN/SUPER-426/96 de 19.07.96, constituiu a Comissão de Negociação, com representantes do SEGEN, E&P, CENPES, SEJUR e SEFIN, que ora assinam este relatório.

2. SITUAÇÃO DA PLATAFORMA

2.1 - A plataforma SPIRIT OF COLUMBUS pertence à Societá Armamento Navi Appogio Spa (SANA) e se encontra no porto de Palermo, Itália, pronta para produção. As informações sobre a situação da plataforma nos foram transmitidas, com a documentação comprobatória, pela Marítima - Navegação e Engenharia Ltda. (MARÍTIMA).

2.2 - A MARÍTIMA é a representante legal da empresa inglesa M.S.R. (Midland & Scottish Resources PLC), controladora da Societá Armamento Navi Appogio Spa (SANA), conforme procuração da M.S.R. apresentada à Comissão de Negociação.

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

2.3 - Ficará com o representante legal ou detentor do direito de uso e posse da SPIRIT OF COLUMBUS, a responsabilidade pelos serviços de adaptação da plataforma, cabendo à PETROBRAS a fiscalização dos serviços, nos termos das especificações já apresentadas.

2.4 - Torna-se importante salientar que não existe no mercado outra plataforma comparável com a SPIRIT OF COLUMBUS.

3. METODOLOGIA ADOTADA

3.1 - O processo de negociação em curso se amparou nos princípios de inexigibilidade de licitação, constantes do artigo 25 da Lei 8.666/93, conforme parecer do SEJUR 6.181/95, de 05.10.95.

3.2 - A Comissão estabeleceu que a negociação seria dividida em duas etapas: a primeira focaria as obras de adaptação sob o ponto de vista técnico e a segunda, a estrutura financeira que viesse a viabilizar a aquisição da plataforma adaptada.

3.3 - Foi fornecida, então, a documentação de projeto básico da instalação requerida, elaborada pelo CENPES, para análise da MARÍTIMA/M.S.R., conforme documento SEGEN/EMBAR de 15.07.96. A partir desta análise foram realizadas diversas rodadas de discussões técnicas com a participação conjunta das empresas MARÍTIMA/M.S.R, para adequação dos itens existentes na unidade em negociação às necessidades da PETROBRAS, estabelecidas na documentação de projeto básico.

3.4 - Nas reuniões de discussão técnica, além dos membros das áreas pertinentes da Comissão de Negociação, também foram envolvidos técnicos dos diversos órgãos da PETROBRAS, como: SEGEN, CENPES, E&P-BC e SERINF.

3.5 - O projeto básico fornecido e o registro de todas as modificações técnicas dos critérios estabelecidos naquelas especificações estão sob guarda do Empreendimento para Construção das Plataformas e Dutos de Barracuda (EMBAR) do SEGEN. Estas modificações farão parte de um anexo do contrato de adaptação da unidade.

3.6 - Com o equacionamento das principais questões técnicas, foram iniciadas as negociações de âmbito financeiro e jurídico para a aquisição da plataforma adaptada e que resultaram na elaboração da minuta de um "Memorandum of Agreement" (MOA), pendente de parecer formal do SEJUR.

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

3.7 - Por este MOA, em resumo, encontram-se estabelecidos os instrumentos contratuais e suas principais condições que permitirão a aquisição da plataforma adaptada, aí incluindo o contrato de "leasing" com opção de compra a ser firmado entre a BRASOIL e a empresa detentora do direito de uso e posse da embarcação.

3.8 - Após debate e análise da documentação fornecida, a MARÍTIMA/M.S.R., apresentou sua proposta comercial refletindo uma taxa diária de aluguel ("leasing") com opção de compra de US$ 173,200.00 por um período de 12 anos.
Com a aceitação pela PETROBRAS dos últimos itens técnicos pendentes, a MARÍTIMA/M.S.R. reduziu o preço acima para US$ 166,400.00.
Após novas considerações relativas ao preço apresentadas pela Comissão de Negociação, a MARÍTIMA/M.S.R. concedeu nova redução na taxa diária, fixando-a em US$ 164,000.00, informando ser este o menor valor possível para sua proposta comercial.

4 - CONCLUSÕES

4.1 Pela avaliação da Comissão de Negociação, a plataforma SPIRIT OF COLUMBUS, com as modificações solicitadas, é tecnicamente adequada para aplicação como unidade de produção (UEP-1) do Campo de Marlim Sul, conforme as previsões constantes do Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica.

4.2 - Considerando que a plataforma não pode ser comprada diretamente em função de restrições impostas pelo governo italiano, que subsidiou sua construção pelo estaleiro FINCANTIERI, a opção para se adquirir a plataforma SPIRIT OF COLUMBUS seria através de uma operação de leasing/afretamento. Esta operação se caracteriza como "off-balance", a exemplo do que vem sendo feito com as demais plataformas da PETROBRAS.

4.3 - Pelo motivo exposto no item 4.2 acima, ou seja, a plataforma não estar disponível para compra, não seria correto estabelecer um critério de cálculo exclusivamente financeiro para apurar o valor presente do leasing/afretamento ofertado.

4.4 - Dessa maneira, para efeito de avaliação do negócio, foi feita uma análise econômica utilizando uma taxa de 15% a.a. (equivalente a taxa de atratividade que a Companhia utiliza em seus EVTE's), que vem a refletir, além do custo financeiro propriamente dito, outros componentes de custo que envolvem a complexidade e o risco da operação. Com esse critério e utilizando os dados da proposta comercial da MARÍTIMA/M.S.R., o novo valor presente líquido do EVTE da Fase I de Marlim Sul, com a opção SPIRIT OF COLUMBUS, passa a ser de US$ 1,915,280,000.00, portanto superior ao constante daquele EVTE, aprovado pela Diretoria Executiva, que é de US$ 1,905,000,000.00, o que significa dizer que, de acordo com este

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

critério, o valor da opção SPIRIT OF COLUMBUS negociado é inferior ao previsto no EVTE. Isto mantém, após os resultados das negociações, a atratividade desta opção.

5 - RECOMENDAÇÕES

Diante das considerações acima apresentadas, a Comissão de Negociação recomenda a aquisição da plataforma SPIRIT OF COLUMBUS, através de "leasing" com opção de compra, com taxa diária de US$ 164,000.00, por um prazo de 12 anos, conforme proposta apresentada pela MARÍTIMA/M.S.R..

Rio de Janeiro, 10 de outubro de 1996.

Roberto Fernandes Orzechowsky
Coordenador
SEGEN/EMBAR

Samir Passos Awad
Membro
E&P/CODAB

Marco Antonio Petkovic
Membro
CENPES/DIPREX

Joper Cezar de Andrade Filho
Membro
SEGEN/EMBAR

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

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

Fernando de Castro Sá
Membro
SEJUR/DICONT

Flora H. Pecego M. Alves
Membro
SEFIN/ASSIST

José Orlando Melo de Azevedo
Membro
SEGEN/EMBAR

Anexos:
- Proposta comercial da MARÍTIMA M.S.R;
- Minuta do "Memorandum of Agreement" (MOA);

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

TRIBUNAL REGIONAL ELEITORAL MARANHÃO
3304

VOTO DO VICE-PRESIDENTE EDUARDO CUNHA

DOCUMENTO

Anexo 3

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

Marítima

JUSTIÇA JUDICIÁRIA
3305
MARÍTIMA

Rio de Janeiro, 19 de dezembro de 1996
M-DIR-527/96

À
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS
Av. República do Chile 65 - 23° andar
20035 - Rio de Janeiro - RJ

Atn.: Diretor Sebastião Henriques Vilarinho

Ref.: Semi-submersível SPIRIT OF COLUMBUS

Prezados Senhores,

Referimo-nos à nossa proposta de 18 de outubro de 1996.

Considerando nossas várias reuniões e após entendimentos mantidos nas últimas semanas com os credores e, por último, num esforço especial por parte da MARÍTIMA, vimos confirmar o novo valor da taxa diária para o afretamento da "SPIRIT OF COLUMBUS", nas condições técnico-comerciais já anteriormente pactuadas de US$ 149,800.00 (Cento e quarenta e nove mil e oitocentos dólares) por dia, pagamento trimestral postecipado, a exceção da primeira parcela que deverá ser paga no ato da assinatura do contrato de afretamento.

Outrossim, reiteramos que a validade desta proposição acima, tendo em vista condição imposta por alguns dos credores, é até o dia 10/01/97.

Caso a presente venha ao encontro dos altos interesses da PETROBRAS, solicitamos encarecidamente sejam tomadas as providências devidas, no sentido de concluir a operação dentro do prazo acima, com o objetivo de não se perder o considerável valor do desconto oferecido.

Limitando-nos ao exposto, subscrevemo-nos enviando nossas

Cordiais Saudações

pp.:
MARÍTIMA NAVEGAÇÃO E ENGENHARIA LTDA.
GERMAN EFROMOVICH
PRESIDENTE

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

VOTO DO VICE-PRESIDENTE EDUARDO CUNHA

DOCUMENTO

Anexo 4

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

DOCUMENTO INTERNO PETROBRAS - DIP

Rio de Janeiro, 19 de dezembro de 1996

GDSHV- 20.113. A /96

PARA: Diretoria Executiva

Ref.: Spirit of Columbus

Em sequência ao acordado em nossa reunião de hoje, contatei a empresa Marítima/MSR procurando obter melhores condições comerciais de afretamento com opção de compra da plataforma em referência.

Ponderei ao representante dessa empresa que a taxa efetiva de juros de 12,93% a.a. não foi considerada adequada pela Diretoria da Petrobras, por situar-se em patamar acima do praticado em negócios similares realizados recentemente.

A Marítima/MSR, após consultas a seus parceiros, apresentou uma contraproposta, com uma taxa de US$ 149,800.00/dia, com pagamentos trimestrais ao final de cada período, à exceção do 1º pagamento, que será efetivado antecipadamente.

Considerando-se, como anteriormente, o valor da plataforma de US$ 356,5 MM, a ser pago em 12 anos, e seu valor residual zero, encontra-se, para essa nova taxa diária, juros efetivos de 11,51% a.a..

Dessa forma, sugiro a aprovação das proposições do DIP SEGEN/SUPER 745/96, sob análise na pauta 1216, retificando a taxa de US$ 154,500.00/dia (item 10 do DIP) para US$ 149,800.00/dia, conforme contraproposta da Marítima/MSR, em anexo.

Atenciosamente,

Sebastião Henriques Vilarinho
Diretor

Anexo: o citado

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIG
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

330

VOTO DO VICE-PRESIDENTE EDUARDO CUNHA

Anexo 5

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORÍ
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

Advs.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

ANEXO VI

DOCUMENTO INTERNO PETROBRAS - DIP

Rio de Janeiro, 11 de dezembro de 1996

SEJUR/DIECON-10.461/96

PARA: SEFIN/SUPER

Assunto: Plataforma *Spirit of Columbus*.
SEFIN/SUPER - 124, de 08 de novembro de 1996

Assinado o *MOA* relativo ao afretamento, com opção de compra, da plataforma ***Spirit of Columbus***, conforme autorização contida nos termos da **Ata DE nº 4.072, de 31.10.96**, participamos de missão temporária às cidades de Palermo e Londres, no período de 17 a 21 de novembro passado.

2. Sem prejuízo dos aspectos financeiros e técnicos tratados naquela missão, nas suas respectivas áreas de competência, pelos Superintendentes do **SEFIN**, **SEGEN** e **E&P-SSE**, constituiu matéria de nosso especial interesse, o contato com os advogados do escritório de advocacia londrino ***Linklaters & Paines***, contratado pelo **SEFIN** para representar a **PETROBRAS** no negócio jurídico em tela.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

3. Em reunião mantida na sede daquele escritório, com a participação dos representantes da **PETROBRAS**, o advogado Ron Gibbs, acompanhado de seus colegas Seamus Crilly e Kate Peacock, teve a oportunidade de solicitar os esclarecimentos julgados necessários quanto à estrutura pretendida para o negócio.

JOSÉ CARLOS PIMENTEL CORRÊA
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

4. A seu turno, a **PETROBRAS** assinalou a importância da celeridade da contratação, consideradas as metas relacionadas à utilização da referida plataforma. Referida celeridade a ser atendida, conforme ressaltado, resguardada a necessária proteção aos direitos e interesses da **PETROBRAS**, nos termos ajustados no **MOA**, especialmente a realização das modificações identificadas nas ***Specifications***, a posse mansa e pacífica da plataforma e a aquisição de sua propriedade, livre e desembaraçada de quaisquer ônus ou gravames.

5. Em seguida, o advogado inglês fez um breve relato sobre a estrutura do negócio jurídico, retratando-a no quadro anexo, que nos foi remetido através da carta de 21/11/96. Vale ressaltar que inicialmente só serão assinados os contratos de afretamento da plataforma, designados ***Bareboat Charter With Purchase Option***, os quais seguirão, em termos gerais, um mesmo padrão, à exceção da inexistência de opção de compra no contrato entre **BRASOIL** e **PETROBRAS**, conforme esclarecido na correspondência datada de 26/11/96.

6. Destacamos que a assinatura dos demais instrumentos contratuais integrantes da estrutura, identificados na lista anexa, dependerá do satisfatório atendimento das condições precedentes contidas nas cláusulas 4 ***(Conditions Precedent to Acceptance)*** e 20.4 ***(Conditions Precedent to Payments)*** da minuta do contrato analisado, datada de 05 de dezembro de 1996. Dentre as citadas condições está a obtenção de ***Legal Opinions*** e a execução, em termos aceitáveis para **BRASOIL** e **PETROBRAS**, dos instrumentos contratuais relacionados, além de outros cinco itens de igual relevância.

7. Com efeito, as obrigações da **BRASOIL** e, analogamente, as da **PETROBRAS**, estão condicionadas à emissão de certificado atestando o cumprimento das referidas condições precedentes. Ultrapassados 90 dias da assinatura do contrato de afretamento, sem que tenha havido a emissão do referido certificado, as partes poderão, mediante notificação e livre de ônus, rescindir o contrato em tela. É o que, resumidamente, dispõem os itens 20.4 e 20.5 do contrato.

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS
É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

8. No que se refere às minutas, reportamo-nos às versões e esclarecimentos relativos ao contrato de afretamento entre **MARÍTIMA** e **BRASOIL**, que nos foram encaminhados, via fax, através das correspondências datadas de 25/11/96, 26/11/96, 03/12/96, 04/12/96 e 05/12/96. Às versões

existentes foram incorporadas as modificações solicitadas e aceitas pelas partes envolvidas.

9. Feitos esses esclarecimentos, nada temos a opor, sob o aspecto jurídico, à assinatura dos contratos de afretamento, nos moldes da versão contida na correspondência datada de 05/12/96. A análise, negociação dos termos e assinatura dos demais instrumentos contratuais, inclusive aqueles que foram encaminhados para análise deste **SEJUR** através do **DIP-SEFIN/SUPER-125/96**, de 11 de novembro de 1996, deverão ocorrer desde que satisfeitas as citadas condições precedentes e emitido o referido certificado, conforme abordado nos itens 6 e 7, acima.

É o parecer.

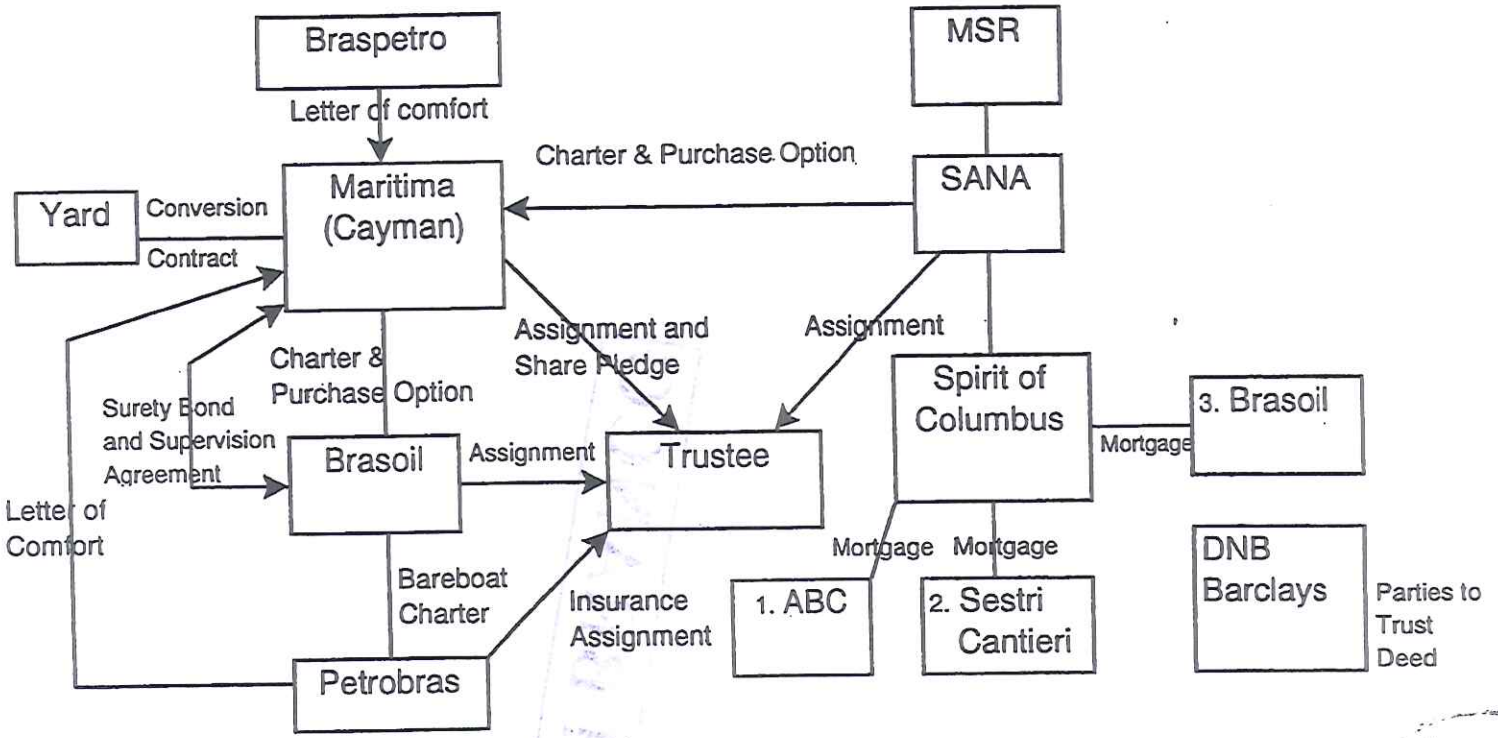
Cristiana Rabello Karrer
Chefe do Setor de Assessoramento Empresarial

De Acordo:

Claudia Werneck Honigsztejn
Chefe da Divisão de Direito Econômico
p/Superintendente do Serviço Jurídico

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

Transaction Structure



E COPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
CORRETOR
OMBRO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS

SECRETARIA GERAL DA PETROBRAS (SEGEPE)

C O M U N I C A D O

A decisão contida neste documento é de caráter reservado e de uso exclusivo do órgão destinatário, sendo vedada a reprodução.

REFERÊNCIA

Ata DE 4.079, item 1, de 19-12-96 - Pauta nº 1.216

ASSUNTO

PLATAFORMA "SPIRIT OF COLUMBUS" - Afretamento com Opção de Compra

D E C I S Ã O

A Diretoria Executiva aprovou as proposições constantes do DIP-SEGEN/SUPER-000745/96, de 2-12-96, dos titulares dos Serviços de Engenharia (SEGEN) e Financeiro (SEFIN) e da Superintendência Executiva de Exploração e Produção Sul-Sudeste (E&P-SSE), observada a retificação da taxa constante do parágrafo 10 do aludido documento interno sugerida no DIP-GDSHV-20.113-A/96, de 19-12-96, pelo Diretor Sebastião Henriques Vilarinho.

CIENTIFICADO (S)

SEGEN - SEFIN - SEJUR - E&P - BRASPETRO

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

Hélio Shiguenobu Fujikawa
Secretário-Geral da PETROBRAS

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

PETROBRAS
SECRETARIA-GERAL
05 DEZ 1996
PROT. PAUTA DE 1216 ANT
CA

DOCUMENTO INTERNO PETROBRAS - DIP

Rio de Janeiro, 02 de dezembro de 1996

A CONSIDERAÇÃO DA DIRETORIA EXECUTIVA
ORIGINAL ASSINADO
POR
SEBASTIÃO HENRIQUES VILARINHO
Diretor
05/12/96

SEGEN/SUPER - 000745 / 96

PARA: DIRETOR SEBASTIÃO HENRIQUES VILARINHO
DIRETOR ORLANDO GALVÃO FILHO
DIRETOR ANTONIO CARLOS SOBREIRA DE AGOSTINI

ASSUNTO: Afretamento com opção de compra da plataforma SPIRIT OF COLUMBUS para o Campo de Marlim Sul (UEP-1).

HISTÓRICO

Através da Ata 4072, item 12, de 31/10/96, a Diretoria Executiva aprovou as proposições constantes no DIP - SEGEN/SUPER 000625/96, que se encontra no Anexo I, referente ao afretamento, com opção de compra, da plataforma SPIRIT OF COLUMBUS, a ser instalada no Campo de Marlim Sul.

2 Naquela ocasião, conforme exposição de motivos do Serviço de Engenharia, do Serviço Financeiro e da Superintendência Executiva de Exploração e Produção Sul-Sudeste, foi apresentado o relatório da Comissão de Negociação, instituída a partir de decisão anterior da Diretoria Executiva constante da Ata 4056, item 26, de 11/07/96, quando foi aprovada a implantação do módulo 1 da Fase 1 do Campo de Marlim Sul.

DOCUMENTO ORIGINAL

3 Em conseqüência da decisão de Diretoria de 31/10/96, couberam ao SEGEN, SEFIN e E&P-SSE as seguintes determinações:

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

3.1 Determinação ao Superintendente do Serviço de Engenharia - SEGEN para que assinasse o "Memorandum of Agreement" (MOA), conforme minuta apresentada à Diretoria Executiva, naquela ocasião.

3.2 Determinação aos Superintendentes do SEGEN, SEFIN e E&P-SSE, para que prosseguissem as negociações com a MARITIMA/M.S.R., nos termos do "Memorandum of Agreement" (MOA), visando obter as condições finais para assinatura dos contratos, procurando, outrossim, a redução do valor das taxas diárias já negociadas pela Comissão de Negociação.

3.3 Determinação aos órgãos envolvidos para que, após ouvido o SEJUR, submetessem à alta administração da Companhia as minutas finais dos contratos.

4 Neste sentido, as imediatas providências adotadas foram as seguintes:

4.1 Em 06/11/96, foi assinado, pelo Superintendente do Serviço de Engenharia, o "Memorandum of Agreement" (MOA), com a empresa MARITIMA S.A..

4.2 A partir da assinatura do "Memorandum of Agreement" (MOA), foi estabelecida a negociação dos termos finais dos contratos. Para aprofundamento deste processo, foi realizada uma missão temporária ao exterior, com a presença das Superintendências do SEGEN, SEFIN e E&P-SSE, e de representante do SEJUR, com o objetivo de negociar as condições contratuais com as instituições financeiras e com os proprietários da plataforma.

4.3 Além disso, a missão teve também o objetivo de expor diretamente aos credores do Midland and Scottish Resources (M.S.R.), Arab Banking Corporation (ABC), Barclays Bank e Den Norske Bank (DNB), a estrutura da operação e contactar o escritório de advocacia londrino Linklaters & Paines, contratado pela PETROBRAS para analisar os aspectos jurídicos da operação e verificar o atendimento das chamadas condições precedentes, contidas nas cláusulas 4 (Conditions Precedent to Acceptance) e 20.4 (Conditions Precedent to Payments) da minuta do contrato de afretamento, Anexo III, cujo atendimento se faz necessário ao aperfeiçoamento do negócio jurídico em tela.

4.4 A maior dificuldade encontrada pela missão foi convencer o Arab Bank Corporation (ABC), banco que detém a hipoteca em primeiro grau da plataforma, de que o "Trustee" garantiria que uma parte dos futuros pagamentos do afretamento da plataforma seria direcionado incondicionalmente para quitar os débitos da M.S.R. junto àquele banco. Isso só foi conseguido com a ajuda dos outros dois credores, Barclays e DNB e com o suporte jurídico dos advogados do Linklaters & Paines. No Anexo IV, encontram-se as cartas dos bancos concordando, em princípio, com a operação.

4.5 O ABC fez outras duas restrições ao modelo adotado. A primeira com relação ao descasamento das taxas de juros, fixas no afretamento e flutuantes nos seus créditos contra a M.S.R.. A segunda restrição prendia-se ao fato de que pelo contrato de afretamento, a PETROBRAS/BRASOIL não assume de forma irrevogável os compromissos do afretamento, ou seja, a Empresa pode, pelo menos teoricamente, descontinuar os pagamentos se porventura desistir do uso da plataforma durante o período de afretamento. Foi esclarecido que a modalidade de aluguel é a única forma de aquisição da plataforma aceitável pelo nosso Serviço Jurídico e que portanto é um problema a ser resolvido entre a M.S.R. e seus credores, caso contrário a PETROBRAS desiste da operação. Depois de muita ponderação, o ABC concordou em assumir os riscos.

4.6 A citada missão incluiu, também, uma visita de inspeção à plataforma, onde foi constatado o excelente estado de conservação dos equipamentos, podendo aquela unidade ser considerada apta para o início das atividades de adaptação para as necessidades do Campo de Marlim Sul.

4.7 No prosseguimento das negociações com a MARITIMA/M.S.R., os Superintendentes do SEGEN, SEFIN e E&P-SSE, obtiveram reduções nas taxas diárias de afretamento, chegando ao valor de US$ 154,500.00 (cento e cinqüenta e quatro mil e quinhentos dólares americanos), por um prazo de 12 anos.

4.8 Considerando-se um valor presente da plataforma de US$ 356.5 milhões e um valor nulo ao final de doze anos, corresponde a uma taxa de retorno financeiro de 11,68% a.a. nominais, levando em conta uma capitalização trimestral. Todavia, tratando-se de uma plataforma que terá uma vida útil bastante superior aos doze anos de afretamento em consideração, é necessário incluir no cálculo financeiro seu valor residual. Obviamente poderiam ser adotados diversos critérios. A título ilustrativo o Anexo V considera diversos valores residuais no final de doze anos entre US$ 10 milhões e US$ 100 milhões, sendo que neste limite máximo, a taxa de retorno financeiro se reduz a 9,94% a.a..

CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

5 Em reunião mantida na sede do escritório Linklaters & Paines, com a participação dos representantes da PETROBRAS, o advogado inglês Ron Gibbs, acompanhado de seus colegas Seamus Crilly e Kate Peacock, teve a oportunidade de solicitar os esclarecimentos julgados necessários e, em seguida, fez um breve relato sobre a estrutura do negócio jurídico, retratando-a no quadro Anexo VII.

JUSTIFICATIVA

13 A alternativa recomendada e aprovada pela Diretoria Executiva, Ata 4056, de 11/07/96, contempla a plaraforma SPIRIT OF COLUMBUS como UEP-1 para o módulo 1 da Fase I de Marlim Sul. Sua vantagem em relação a segunda colocada reside basicamente, no fato de a mesma apresentar uma antecipação de produção de, no mínimo, 12 meses. O prazo estimado desde a assinatura o contrato, até o início da produção, da SPIRIT OF COLUMBUS, é de 22 meses (15 meses de antecipação, em relação aos prazos reais constatados para a plataforma P-18, por exemplo).

14 Neste sentido, diante das posições obtidas através de contatos com as entidades financeiras envolvidas, bem como com os proprietários da plataforma, e levando em conta a redução na taxa diária final obtida, que eleva ainda mais os indicadores econômicos apresentados no EVTE, consideramos oportuna a assinatura do contrato de afretamento com opção de compra.

CONCLUSÃO

15 Em face do exposto, e a partir das determinações da Diretoria Executiva que nos couberam, solicitamos à V.S.as. que, caso de acordo, encaminhem à apreciação da Diretoria Executiva as seguintes proposições:

a) Aprovar as condições e valores negociados, objetivando o afretamento com opção de compra da plataforma SPIRIT OF COLUMBUS para o Campo de Marlim Sul;

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS
CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

b) Recomendar à Petrobras Internacional S.A. - BRASPETRO: i) a assinatura da "letter of comfort", ii) que através de sua subsidiária, Braspetro Oil Services Company - BRASOIL, assine os instrumentos contratuais indicados no Anexo II, itens 2, 3, 6, 7, 8, 9 e 10, delegando ao Serviço de Engenharia - SEGEN o gerenciamento das atividades de adaptação daquela unidade;

PETROBRAS terá que pagar além do "fixed hire", caso não seja recolhido o valor devido e relacionado ao subsídio concedido pelo Governo Italiano, em virtude do descumprimento, por PETROBRAS ou BRASOIL, das obrigações relacionadas à manutenção daquele subsídio, conforme estabelecidas no item 9.06 do contrato de afretamento. Também as questões relativas à legislação italiana deverão ser objeto de "legal opinion", concedendo conforto suficiente à PETROBRAS, inclusive no que se refere à possibilidade de manutenção dos subsídios do governo italiano.

11 Por outro lado busca-se com a MARITIMA/M.S.R. dividir o "fixed hire" em duas parcelas: o "basic hire", que será sempre devido enquanto as demais condições do contrato estiverem em vigor e uma parcela variável que vigorará até a data de entrega da plataforma em condições de produção de 150.000 barris por dia. Esta parcela variável ainda terá que ser definida em função da contratação da adaptação da plataforma. Este fato só ocorrerá na época de assinatura dos demais instrumentos contratuais. Na prática isto significa que o "basic hire" corresponde a afretamento de uma plataforma de produção de 100.000 barris por dia. A diferença entre o "basic hire" e o "fixed hire" corresponde à adaptação da plataforma para 150.000 barris por dia. Seria impossível, no momento, especificar os valores exatos correspondentes, já que as garantias referentes ao contrato de adaptação serão negociadas numa fase posterior. Assim a definição do diferencial acima entre o "basic hire e o "fixed hire", que será sempre em favor da PETROBRAS, somente poderá ser definido na época de negociação do contrato de adaptação da plataforma, em função das garantias a serem exigidas pela parte contratada. Neste momento o "fixed hire" se assemelha ao "basic hire", já que busca-se demonstrar aos credores a intenção da PETROBRAS em concluir a operação dependendo sempre da satisfação das condições precedentes, sem o que nenhum valor será devido nem tampouco repassado.

CÓPIA DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

12 A minuta do contrato de afretamento foi submetida ao SEJUR, que emitiu o parecer SEJUR/DIECON -10.461/96, Anexo VI, e ao escritório londrino Linklaters & Paines, especializado na matéria, que procederam seus comentários, os quais foram incorporados à minuta final deste contrato. Este contrato de afretamento, que se encontra no Anexo III, é o contrato principal, necessário à produção de documentação acessória ao processo de afretamento.

6 Desenhada pelo escritório Linklaters & Paines, a partir do esquema básico proposto no MOA, o processo completo de afretamento, com opção de compra da plataforma SPIRIT OF COLUMBUS envolverá a assinatura dos instrumentos contratuais listados no Anexo II. Aos contratos especificamente identificados no MOA foram acrescidos outros instrumentos contratuais usualmente encontrados neste tipo de contratação, e que são destinados a mitigar os riscos ordinariamente relacionados aos negócios dessa espécie.

7 Da totalidade de instrumentos contratuais previstos, deverão ser assinados inicialmente apenas os três contratos de afretamento, os quais seguirão, em geral, semelhantes termos e condições, a saber : (I) Bareboat Charter with Purchase Option entre SANA e MARITIMA, (II) Bareboat Charter with Purchase Option entre MARITIMA e BRASOIL, e (III) Bareboat Charter (without Purchase Option) entre BRASOIL e PETROBRAS.

8 Conforme mencionado no item 4.3 acima, o aperfeiçoamento e validade do negócio jurídico em tela, assim como a assinatura dos demais instrumentos contratuais integrantes da operação, estão diretamente relacionados ao satisfatório atendimento das designadas condições precedentes. Dentre as citadas condições está a realização de "due diligence", que consiste em investigações sobre as operações e negócios dos afretadores relacionados à construção, financiamento e entrega da plataforma, a obtenção de "legal opinions" e a execução, em termos aceitáveis para BRASOIL e PETROBRAS, dos instrumentos contratuais relacionados. O papel desempenhado pelas citadas condições precedentes é o de conferir conforto suficiente para as partes verificarem a completa satisfação das questões relevantes para a validade e segurança da negociação, representando real possibilidade de interrupção do ajuste, sem que haja a incidência de responsabilidades e ônus adicionais.

9 Sem prejuízo do acima exposto, esclarecemos que os pagamentos contratuais incidentes em razão do afretamento, os designados "charter hires", serão depositados e retidos em conta garantida denominada "escrow account". A liberação dos recursos ali depositados dependerá da emissão do certificado referido na cláusula 20 do contrato de afretamento, atestando o atendimento das já referidas condições precedentes.

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS
É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

10 Conforme definições contidas no contrato, o custo diário da plataforma, "charter hire", é dividido em dois componentes: o "fixed hire" e o "supplemental hire". O "fixed hire" eqüivale à taxa hoje estabelecida de US$ 154.500,00 / dia. O valor do "fixed hire" pelas condições contratuais nunca será excedido. O "supplemental hire" se refere à taxa adicional que a

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

SEGEN/SUPER - 000745 / 96

c) Levar o assunto ao conhecimento do C.A.

Atenciosamente,

Alceu Barroso Lima Neto
Superintendente do Serviço de Engenharia

Márcio Eiras Moraes
Superintendente do Serviço Financeiro

Luiz Eduardo Guimarães Carneiro
Superintendente Executivo de E&P Sul-Sudeste

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Anexo I - DIP SEGEN/SUPER - 000625/96
Anexo II - Lista dos Instrumentos Contratuais a serem assinados
Anexo III - Minuta do Contrato de Afretamento
Anexo IV - Cartas dos bancos
Anexo V - Planilha dos valores residuais
Anexo VI - Parecer do SEJUR/DIECON - 10.461/96
Anexo VII - Estrutura da operação

VOTO DO VICE-PRESIDENTE
EDUARDO CUNHA

Anexo 6

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

P. 002
3824

ANEXO IV

Den·norske Bank

Den norske Bank ASA London Branch
20 St Dunstan's Hill, London EC3R 8HY
Telephone: 0171-621-1111
Telex: 887654, Fax: 0171-626-7400

Direct Telephone Line: 0171-621-

Ref: AJRS/ljc

)vember 1996

o Eiras Moraes
)ras
da Republica do Chile 65
: Janeiro

pleased to hear that you have selected the Spirit of Columbus to develop the South Marlim
d we are currently reviewing the draft Charter Party and Quiet Possession Agreement.

pose of this letter is to confirm that, in principle and subject to the execution of documents
:ory to us, we are prepared to give our consent to the charter with a confirmation that any
e might have on the Spirit of Columbus has been lifted and that we therefore have no rights
: vessel that would otherwise be subject to the Quiet Possession Agreement.

not appropriate then we are prepared, in principle and subject to as aforesaid, to enter into a
)ssession Agreement which in conjunction with the Participation Agreement and Trust Deed
ed to assure Petrobras that for the duration of the charter, providing they perform their
ns in full, they will have quiet use and full possession of the vessel.

appreciate that it is necessary for us to first complete our due diligence in full on all the
..e proposed charter and documentation and to satisfy ourselves that our interests are in
ts protected by valid and enforceable agreements.

n our consent to the proposed transaction is subject to the approval of the board of Den
ank which, as yet, has not been obtained.

)rward to a successful conclusion of this transaction.

hfully

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

SAYER
)irector

المؤسسة العربية المصرفية (ش.م.ب)
ARAB BANKING CORPORATION (B.S.C.)

LONDON BRANCH

lárcio Eiras Moraes
'robras
venida Repùblica do Chile 65
o de Janeiro, Brasil

th November 1996

ar Márcio,

ther to the discussions held last week between yourselves and ourselves we are pleased
ear that Petrobras have selected the Spirit of Columbus to develop the South Marlim
l.

per your request to us the purpose of this letter is to advise you that in principle we
ld be prepared to give our consent to a charter of the Spirit of Columbus and thereupon
nter into a quiet possession agreement which in conjunction with a participation
ement and a trust deed is intended to assure you that you will have quiet use and full
ssion of the vessel, subject always to the terms of such agreements.

will appreciate that prior to entering into the relevant agreements it will be necessary
to satisfy ourselves in full with regard to each aspect of the overall structure of the
ion and in particular with the validity and enforceability of the various agreements
regard to the taxation position and subsidy payments in Italy. This letter therefore is
to you without any commitment on behalf of Arab Banking Corporation.

ok forward to a successful conclusion to this transaction.

sincerely,

agid Breish

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGIN
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

BZW
Asset Advisory Unit
St Mary's Court, 100 Lower Thames Street, London EC3R 6JN
Telephone 0171 623 2323 Fax 0171 775 8528 or 0171 775 8538

DIVISÃO 3324

Marcio Eiras Moraes
Petrobras
Avenida Republica do Chile 65
Rio de Janeiro,
Brazil

FAX: 0055 21 534 2218

26th November 1996

Dear Mr Moraes

We are pleased to hear that you have selected the "Spirit of Columbus" to develop the South Marlim field and we are currently reviewing the draft Charterparty, the draft Quiet Possession Agreement and the related proposals put to us by Maritima and Midland and Scottish Resources plc.

The purpose of this letter is to confirm that, subject to the outcome of that review, we would in principle be prepared (a) to give our consent to the Charterparty and (b) subject also to the documentation being satisfactory to us, to:

(i) give a confirmation that any claim we have on the "Spirit of Columbus" had been released and that we therefore had no rights over the vessel that would otherwise be subject to the Quiet Possession Agreement; or

(ii) enter into a Quiet Possession Agreement which, in conjunction with the Participation Agreement and the Trust Deed is intended to assure Petrobras that, for the duration of the charter, provided they perform their obligations in full, they will have quiet use and full possession of the vessel.

We look forward to a successful conclusion of this transaction.

Yours sincerely

For and on behalf of
Barclays Bank PLC
as Agent

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

BZW – the investment banking division of Barclays Bank PLC
registered in England 1026167. Registered office 54 Lombard Street, London EC3P 3AH
regulated by SFA and IMRO

المؤسسة العربية المصرفية (ش.م.ب)
ARAB BANKING CORPORATION (B.S.C.)

LONDON BRANCH

Márcio Eiras Moraes
Petrobras
Avenida Repùblica do Chile 65
Rio de Janeiro, Brasil

25th November 1996

Dear Márcio,

Further to the discussions held last week between yourselves and ourselves we are pleased to hear that Petrobras have selected the Spirit of Columbus to develop the South Marlim field.

As per your request to us the purpose of this letter is to advise you that in principle we would be prepared to give our consent to a charter of the Spirit of Columbus and thereupon to enter into a quiet possession agreement which in conjunction with a participation agreement and a trust deed is intended to assure you that you will have quiet use and full possession of the vessel, subject always to the terms of such agreements.

You will appreciate that prior to entering into the relevant agreements it will be necessary for us to satisfy ourselves in full with regard to each aspect of the overall structure of the transaction and in particular with the validity and enforceability of the various agreements having regard to the taxation position and subsidy payments in Italy. This letter therefore is given to you without any commitment on behalf of Arab Banking Corporation.

We look forward to a successful conclusion to this transaction.

Yours sincerely,

Abdulmagid Breish

É CÓPIA DE DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

BZW
Asset Advisory Unit
St Mary's Court, 100 Lower Thames Street, London EC3R 6JN
Telephone 0171 623 2323 Fax 0171 775 0528 or 0171 775 0538

DIVISÃO 3396 RIO MARAM

Marcio Eiras Moraes
Petrobras
Avenida Republica do Chile 65
Rio de Janeiro,
Brazil

FAX: 0055 21 534 2218

26th November 1996

Dear Mr Moraes

We are pleased to hear that you have selected the "Spirit of Columbus" to develop the South Marlim field and we are currently reviewing the draft Charterparty, the draft Quiet Possession Agreement and the related proposals put to us by Maritima and Midland and Scottish Resources plc.

The purpose of this letter is to confirm that, subject to the outcome of that review, we would in principle be prepared (a) to give our consent to the Charterparty and (b) subject also to the documentation being satisfactory to us, to:

(i) give a confirmation that any claim we have on the "Spirit of Columbus" had been released and that we therefore had no rights over the vessel that would otherwise be subject to the Quiet Possession Agreement; or

(ii) enter into a Quiet Possession Agreement which, in conjunction with the Participation Agreement and the Trust Deed is intended to assure Petrobras that, for the duration of the charter, provided they perform their obligations in full, they will have quiet use and full possession of the vessel.

We look forward to a successful conclusion of this transaction.

Yours sincerely

For and on behalf of
Barclays Bank PLC
as Agent

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

BZW - the investment banking division of Barclays Bank PLC
Registered in England 1026167. Registered office 54 Lombard Street, London EC3P 3AH
Regulated by SFA and IMRO

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

ANEXO VI

Advr.

3327

DOCUMENTO INTERNO PETROBRAS - DIP

Rio de Janeiro, 11 de dezembro de 1996

SEJUR/DIECON-10.461/96

PARA: SEFIN/SUPER

Assunto: **Plataforma *Spirit of Columbus*.**
SEFIN/SUPER - 124, de 08 de novembro de 1996

Assinado o *MOA* relativo ao afretamento, com opção de compra, da plataforma ***Spirit of Columbus***, conforme autorização contida nos termos da **Ata DE nº 4.072, de 31.10.96**, participamos de missão temporária às cidades de Palermo e Londres, no período de 17 a 21 de novembro passado.

2. Sem prejuízo dos aspectos financeiros e técnicos tratados naquela missão, nas suas respectivas áreas de competência, pelos Superintendentes do **SEFIN, SEGEN** e **E&P-SSE**, constituiu matéria de nosso especial interesse, o contato com os advogados do escritório de advocacia londrino ***Linklaters & Paines***, contratado pelo **SEFIN** para representar a **PETROBRAS** no negócio jurídico em tela.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

3. Em reunião mantida na sede daquele escritório, com a participação dos representantes da **PETROBRAS**, o advogado Ron Gibbs, acompanhado de seus colegas Seamus Crilly e Kate Peacock, teve a oportunidade de solicitar os esclarecimentos julgados necessários quanto à estrutura pretendida para o negócio.

4. A seu turno, a **PETROBRAS** assinalou a importância da celeridade da contratação, consideradas as metas relacionadas à utilização da referida plataforma. Referida celeridade a ser atendida, conforme ressaltado, resguardada a necessária proteção aos direitos e interesses da **PETROBRAS**, nos termos ajustados no **MOA**, especialmente a realização das modificações identificadas nas ***Specifications***, a posse mansa e pacífica da plataforma e a aquisição de sua propriedade, livre e desembaraçada de quaisquer ônus ou gravames.

5. Em seguida, o advogado inglês fez um breve relato sobre a estrutura do negócio jurídico, retratando-a no quadro anexo, que nos foi remetido através da carta de 21/11/96. Vale ressaltar que inicialmente só serão assinados os contratos de afretamento da plataforma, designados ***Bareboat Charter With Purchase Option***, os quais seguirão, em termos gerais, um mesmo padrão, à exceção da inexistência de opção de compra no contrato entre **BRASOIL** e **PETROBRAS**, conforme esclarecido na correspondência datada de 26/11/96.

6. Destacamos que a assinatura dos demais instrumentos contratuais integrantes da estrutura, identificados na lista anexa, dependerá do satisfatório atendimento das condições precedentes contidas nas cláusulas 4 ***(Conditions Precedent to Acceptance)*** e 20.4 ***(Conditions Precedent to Payments)*** da minuta do contrato analisado, datada de 05 de dezembro de 1996. Dentre as citadas condições está a obtenção de ***Legal Opinions*** e a execução, em termos aceitáveis para **BRASOIL** e **PETROBRAS**, dos instrumentos contratuais relacionados, além de outros cinco itens de igual relevância.

7. Com efeito, as obrigações da **BRASOIL** e, analogamente, as da **PETROBRAS**, estão condicionadas à emissão de certificado atestando o cumprimento das referidas condições precedentes. Ultrapassados 90 dias da assinatura do contrato de afretamento, sem que tenha havido a emissão do referido certificado, as partes poderão, mediante notificação e livre de ônus, rescindir o contrato em tela. É o que, resumidamente, dispõem os itens 20.4 e 20.5 do contrato.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

8. No que se refere às minutas, reportamo-nos às versões e esclarecimentos relativos ao contrato de afretamento entre **MARÍTIMA** e **BRASOIL**, que nos foram encaminhados, via fax, através das correspondências datadas de 25/11/96, 26/11/96, 03/12/96, 04/12/96 e 05/12/96. Às versões

existentes foram incorporadas as modificações solicitadas e aceitas pelas partes envolvidas.

9. Feitos esses esclarecimentos, nada temos a opor, sob o aspecto jurídico, à assinatura dos contratos de afretamento, nos moldes da versão contida na correspondência datada de 05/12/96. A análise, negociação dos termos e assinatura dos demais instrumentos contratuais, inclusive aqueles que foram encaminhados para análise deste **SEJUR** através do **DIP-SEFIN/SUPER-125/96**, de 11 de novembro de 1996, deverão ocorrer desde que satisfeitas as citadas condições precedentes e emitido o referido certificado, conforme abordado nos itens 6 e 7, acima.

É o parecer.

Cristiana Rabello Karrer
Chefe do Setor de Assessoramento Empresarial

De Acordo:

Claudia Werneck Honigsztejn
Chefe da Divisão de Direito Econômico
p/Superintendente do Serviço Jurídico

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

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

DOCUMENTO INTERNO PETROBRAS - DIP

Rio de Janeiro, 19 de dezembro de 1996

GDSHV-20.113.A/96

PARA: Diretoria Executiva

Ref.: Spirit of Columbus

Em sequência ao acordado em nossa reunião de hoje, contatei a empresa Marítima/MSR procurando obter melhores condições comerciais de afretamento com opção de compra da plataforma em referência.

Ponderei ao representante dessa empresa que a taxa efetiva de juros de 12,93% a.a. não foi considerada adequada pela Diretoria da Petrobras, por situar-se em patamar acima do praticado em negócios similares realizados recentemente.

A Marítima/MSR, após consultas a seus parceiros, apresentou uma contraproposta, com uma taxa de US$ 149,800.00/dia, com pagamentos trimestrais ao final de cada período, à exceção do 1º pagamento, que será efetivado antecipadamente.

Considerando-se, como anteriormente, o valor da plataforma de US$ 356,5 MM, a ser pago em 12 anos, e seu valor residual zero, encontra-se, para essa nova taxa diária, juros efetivos de 11,51% a.a..

Dessa forma, sugiro a aprovação das proposições do DIP SEGEN/SUPER 745/96, sob análise na pauta 1216, retificando a taxa de US$ 154,500.00/dia (item 10 do DIP) para US$ 149,800.00/dia, conforme contraproposta da Marítima/MSR, em anexo.

Atenciosamente,

Sebastião Henriques Vilarinho
Diretor

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

Anexo: o citado

Marítima

Rio de Janeiro, 19 de dezemb[redacted]
M-DIR-527/96

À
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS
Av. República do Chile 65 - 23° andar
20035 - Rio de Janeiro - RJ

Atn.: Diretor Sebastião Henriques Vilarinho

Ref.: Semi-submersível SPIRIT OF COLUMBUS

Prezados Senhores,

Referimo-nos à nossa proposta de 18 de outubro de 1996.

Considerando nossas várias reuniões e após entendimentos mantidos semanas com os credores e, por último, num esforço especial p[redacted] MARÍTIMA, vimos confirmar o novo valor da taxa diária para o afr[redacted] "SPIRIT OF COLUMBUS", nas condições técnico-comerciais já a[redacted] pactuadas de US$ 149,800.00 (Cento e quarenta e nove mil e oitocen[redacted] por dia, pagamento trimestral postecipado, a exceção da primeira deverá ser paga no ato da assinatura do contrato de afretamento.

Outrossim, reiteramos que a validade desta proposição acima, ten condição imposta por alguns dos credores, é até o dia 10/01/97.

Caso a presente venha ao encontro dos altos interesses da P[redacted] solicitamos encarecidamente sejam tomadas as providências devidas, [redacted] concluir a operação dentro do prazo acima, com o objetivo de não considerável valor do desconto oferecido.

Limitando-nos ao exposto, subscrevemo-nos enviando nossas

Cordiais Saudações

pp.:

MARÍTIMA NAVEGAÇÃO E ENGENHARIA LTDA.
GERMAN EFROMOVICH
PRESIDENTE

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIG

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

ANEXO II

INSTRUMENTOS CONTRATUAIS

Documents	Parties
1. Charter with Purchase Option	SANA Marítima and/or Special Purpose Company
2. Charter with Purchase Option	BRASOIL Marítima and/or Special Purpose Company
3. Bareboat Charter (no Purchase Option)	PETROBRAS BRASOIL
4. Conversion Contract	Marítima and/or Special Purpose Company Shipyard
5. Letters of Comfort	PETROBRAS BRASPETRO
6. Supervision Contract	PETROBRAS Marítima and/or Special Purpose Company
7. Trust Deed	PETROBRAS BRASOIL Law Debenture ABC Sestri Cantieri DNB Barclays SANA Marítima and/or Special Purpose Company
8. Third Mortgage	BRASOIL
9. Assignment of Charter	BRASOIL SANA Marítima and/or Special Purpose Company
10. Assignment of Insurances	PETROBRAS

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

ANEXO IV

Den norske Bank ASA London Branch
20 St Dunstan's Hill, London EC3R 8HY
Telephone: 0171-621-1111
Telex: 887654. Fax: 0171-626-7400

Direct Telephone Line: 0171-621-

Den·norske Bank

Our Ref: AJRS/ljc

6 November 1996

Marcio Eiras Moraes
Petrobras
Avenida Republica do Chile 65
Rio de Janeiro
Brazil

Dear Sirs

We are pleased to hear that you have selected the Spirit of Columbus to develop the South Marlim field and we are currently reviewing the draft Charter Party and Quiet Possession Agreement.

The purpose of this letter is to confirm that, in principle and subject to the execution of documents satisfactory to us, we are prepared to give our consent to the charter with a confirmation that any claim we might have on the Spirit of Columbus has been lifted and that we therefore have no rights over the vessel that would otherwise be subject to the Quiet Possession Agreement.

If this is not appropriate then we are prepared, in principle and subject to as aforesaid, to enter into a Quiet Possession Agreement which in conjunction with the Participation Agreement and Trust Deed is intended to assure Petrobras that for the duration of the charter, providing they perform their obligations in full, they will have quiet use and full possession of the vessel.

You will appreciate that it is necessary for us to first complete our due diligence in full on all the details of the proposed charter and documentation and to satisfy ourselves that our interests are in all respects protected by valid and enforceable agreements.

In addition our consent to the proposed transaction is subject to the approval of the board of Den Norske Bank which, as yet, has not been obtained.

We look forward to a successful conclusion of this transaction.

Yours faithfully

ANDREW SAYER
Executive Director

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Anexo V

VALOR RESIDUAL											
TRIM	0	10,000	20,000	30,000	40,000	50,000	60,000	70,000	80,000	90,000	100,000
0	342,595	342,595	342,595	342,595	342,595	342,595	342,595	342,595	342,595	342,595	342,595
1	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
2	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
3	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
4	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
5	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
6	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
7	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
8	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
9	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
10	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
11	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
12	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
13	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
14	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
15	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
16	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
17	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
18	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
19	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
20	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
21	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
22	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
23	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
24	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
25	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
26	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
27	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
28	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
29	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
30	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
31	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
32	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
33	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
34	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
35	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
36	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
37	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
38	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
39	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
40	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
41	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
42	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
43	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
44	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
45	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
46	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905	-13,905
47	-13,905	-3,905	6,095	16,095	26,095	36,095	46,095	56,095	66,095	76,095	86,095
TIR	12.34%	12.19%	12.03%	11.86%	11.69%	11.52%	11.34%	11.15%	10.96%	10.76%	10.56%

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

VOTO DO VICE-PRESIDENTE EDUARDO CUNHA

Anexo 7

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

M · S · R

Midland & Scottish Resources
Group of Companies

Midland & Scottish Resources PLC
First Floor South
Three Quays
Lower Themes Street
London EC3R 6DS
Tel: 0171-398 5900
Fax: 0171-398 5901

17 June 1996

Marítima - Navegação e Engenharia Ltda
Rua Paim Pamplona, 201
CEP 20970-240
Rio de Janeiro - RJ

Attention: German Efromovich

Dear Sir

Subject: Spirit of Columbus

I am writing to advise you that following our recent meetings with representatives of Petrobras our board has considered the structure of the transaction as described and discussed at those meetings and are pleased to advise you that they believe that the charter of the Spirit of Columbus to Petrobras could be successfully accomplished with such a structure.

Yours faithfully

Jon Hawksley
Managing Director

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

3394

VOTO DO VICE-PRESIDENTE EDUARDO CUNHA

Anexo 8

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

Stena Marítima

P R O P O S T A C O M E R C I A L

Nas condições técnicas já mencionadas nesta proposta, vimos por esta apresentar a seguinte oferta à PETROBRAS pela plataforma "SPIRIT OF COLUMBUS":

Preço de Venda:	USD 324,500,000.00 (Trezentos e vinte e quatro milhões e quinhentos mil).
Moeda:	Dólares Norte-americanos.
Base de Venda:	Leasing com opção de compra da unidade.
Condição de entrega:	FOB em estaleiro ou canteiro a ser indicado pelo vendedor.
Termos do Leasing:	De acordo com estrutura da proposta financeira anexa ou outra alternativa que atenda à PETROBRAS.
Proprietário durante o Leasing:	SANA SPI (Italia) dentro da estrutura anexa apresentada.
Proprietário ao final do Leasing:	BRASOIL (Cayman Islands).
Inicio dos Pagamentos:	Após a assinatura do contrato ou de acordo com estrutura opcional a ser discutida e acordada com a PETROBRAS.

Rio de Janeiro, 01 de novembro de 1995

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
EMISSÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Stena Marítima

ST/DIR-145/95

Rio de Janeiro, 30 de novembro de 1995

À
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRÁS
SERVIÇO DE ENGENHARIA - SEGEN
Rua General Canabarro, 500 - 9º andar
Rio de Janeiro - RJ

Atn.: Eng. Paulo Marcio Mauro - EMCOP

Ref.: Plataforma Semi-Submersível "SPIRIT OF COLUMBUS"

Prezados Senhores,

Com base na nossa proposta datada de 30 de outubro último para a plataforma semi-submersível "SPIRIT OF COLUMBUS", equipada com uma planta com capacidade para processar até 150.000 barris/dia de óleo e 2.5 milhões m^3/dia de gás, vimos por meio desta, conforme solicitação da PETROBRÁS, confirmar que no caso desta empresa optar por adquirir esta plataforma equipada com uma planta de processo de apenas 100.000 barris/dia, a nossa proposta original será reduzida em cerca de USD 6,000,000 (seis milhões de dólares)

O fato de ter-se uma redução tão pequena deve-se, principalmente, ao fato de que as modificações necessárias para atender às especificações da PETROBRÁS afetaram em muito o projeto original da planta de processo e também porque o projeto base desta plataforma previa originalmente uma planta de 150.000 barris/dia.

O prazo estimado para o escopo dos trabalhos de adaptação e conversão final da unidade será o mesmo estimado originalmente, ou seja, cerca de 18 meses.

Sem mais para o momento, nos colocamos à disposição de V.Sas. para quaisquer esclarecimentos adicionais que se fizerem necessários sobre este assunto.

Atenciosamente,

STENA MARITIMA NAVEGAÇÃO E ENGENHARIA LTDA.
DEPARTAMENTO COMERCIAL

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

VOTO DO VICE-PRESIDENTE
EDUARDO CUNHA

Anexo 9

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

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

ANEXO 16

19/12/01

DOCUMENTO INTERNO PETROBRÁS - DIP

SEJUR- 37 /96. Rio de Janeiro, 08 de janeiro de 1997.

PARA: Superintendente do SEJUR

Assunto: Antecipação do desenvolvimento da produção do Campo de Roncador. E-P/ SUEX-SSE- 000002/97.

13º OFICIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Nº 1cciesa
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Te[illegible] Ofício de Notas
Certifico que a presente é cópia fiel do original que foi exibida. Ricardo de Jesus Gomes
Escrevente Substituto
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - PRAI - 75
Válido somente com selo de Fiscalização. - Total R$ 2,53

CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BRT 35169

Tendo participado de exposição do E & P sobre as possibilidades de antecipação do desenvolvimento da produção do Campo de Roncador, recentemente descoberto, pudemos, na ocasião, manifestar nossa primeira opinião, no sentido de que era inviável, sob o aspecto jurídico, o aproveitamento de ofertas dirigidas a determinada licitação, com o objetivo de adquirir-se unidades a serem empregadas em fim diverso para as quais concorreram, visto como esse fato importaria em manifesta ofensa ao princípio da vinculação ao instrumento convocatório, com quebra, por igual, do formalismo que deve presidir tais certames.

2. Por essa razão, descartava a proposição levantada, no sentido de usar tal expediente, especialmente quando por ele se procurava adquirir unidade que viesse a atuar como UEP (unidade estacionária de produção) do módulo 2 da fase 1 de Marlim Sul.

3. Na mesma oportunidade, ainda que de maneira acanhada por força da exiguidade do tempo e por não termos tido conhecimento da matéria em discussão senão na véspera da referida exposição, e mesmo assim por relatório verbal ao telefone, pudemos dizer que, em princípio, considerávamos perfeitamente possível o deslocamento da plataforma P-36, originariamente destinada a atuar como UEP do Módulo 1 da fase 1 de Marlim Sul, para ser empregada no projeto de desenvolvimento do Campo de Roncador, visto como esse deslocamento constituía prerrogativa da própria Companhia, enquanto proprietária do referido bem.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO Nº BRT 35168
Ofício de Notas
Jesus Gomes
Substituto
13º OFÍCIO DE NOTAS - LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Tabelião - Nº Icciane
Av. Rio Branco 135 grupo 312 / RJ - Tel. 224-8423
Certifico e dou fé que a presente é cópia fiel que foi exibido.
Rio de Janeiro, 03 de Dezembro de 2010
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - PRBJ - 75
Pagarão os selos de Fiscalização. - Total R$ 7,53

4. A substituição da P-36, por seu turno, poderia se dar mediante procedimento d negociação direta, aproveitando-se dos mesmos *motivos determinantes* que fundamentaran o emprego da P-36 em tarefas diversas das que inicialmente lhe haviam sido cometidas havendo, aqui, um verdadeiro sistema de vasos comunicantes a justificar a dispensa de licitação na aquisição dessa plataforma substitutiva, devendo-se salientar que se a P-36 é tida como "a única SS existente capaz de atender, no curto prazo, os requisitos técnicos do projeto de desenvolvimento inicial de Roncador, em termos de LDA (lâmina d'água) e capacidades do sistema", a plataforma indicada como sua substituta, a DB-100, por seu turno, é apontada como "a única unidade a ser adaptada no mercado que tem condições de operar, no curto prazo, como Módulo 1 do Campo de Marlim Sul, em substituição à P-36".

5. Como dado definitivo, já agora de posse de estudo conduzido pelo E & P, podemos afirmar que não se cuida, aqui, de uma tentativa de obter-se vantagens comerciais com a mencionada antecipação, embora tal desiderato esteja previsto, mas sim de se adotar uma medida extremamente benéfica para o país, como resultado da redução da necessidade de importação de diesel, redução do investimento em equipamentos de tratamento, produção de gasóleo e óleo combustível com menor teor de enxofre, atendendo às restrições ambientais e aos reclamos da própria coletividade e, *last but not least*, da substituição do petróleo árabe leve para produção de óleo lubrificante pela REDUC, com a conseqüente economia de divisas para o país.

6. Esses efeitos, perfeitamente dimensionados e adequadamente previstos, permitem que o *princípio da economicidade* ganhe, nesse cenário, dimensão considerável na decisão do administrador, obrigado a bem gerir os recursos que lhe são confiados.

7. Cabe, entretanto, observar que o expediente deixa de recomendar-se quando agasalha proposição no sentido de que se "**negocie a aquisição de uma UEP SS nova baseada no processo licitatório da P-37, adequando a negociação às características da UEP do Módulo 2 de Marlim Sul...**", porque: a) há, aqui, ausência de justificativa suficiente para afastar-se o procedimento licitatório, perfeitamente possível, diante dos prazos existentes para o desenvolvimento do citado Módulo 2; b) não ocorre, aqui, a necessidade de substituição de unidade desviada para outras tarefas, como ocorre no caso da P-36; e, c) o Módulo 2 não chegou sequer a ser aprovado pela DE, lendo-se no expediente do E & P que através ata 4056, item 26, pauta 674, a DE aprovou tão somente a proposição de implantação do Módulo 1 de Marlim Sul.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

8. Dessa forma, para que não se torne definitivo algum mal entendido no posicionamento do SEJUR e, principalmente, para que não se venha a tomar uma decisão

sujeita a questionamentos futuros, sob o ponto de vista jurídico, queremos observar qu proposição não corresponde, em absoluto, à sugestão que demos, e, por via de conseqüê melhor seria que fosse melhor pesada ou até mesmo afastada, diante desses poss questionamentos e dos reflexos negativos para a imagem da Petrobrás.

9. Nosso objetivo é o de fazer com que essa opinião chegue ao conhecimento da Administração a tempo de ser considerada, como contribuição para o exame e decisão matéria sujeita à nossa apreciação.

É o parecer.

Rui Berford Dias
Superintendente-Adjunto do SEJUR

De acordo, a consideração do Sr. Presidente.
Em 5/01/97

13º OFICIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - NO icciese
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 224-8423
Certifico que a presente é Ricardo de Jesus Gomes
do original que foi exibi
Escrevente Substituto
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - PRAD - 75
Válido somente com selo de Fiscalização. - Total R$ 2,53

13º Ofício de Notas

CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BRT 35167

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

VOTO DO VICE-PRESIDENTE EDUARDO CUNHA

Anexo 10

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

PETROBRAS

Documento Interno Petrobras - DIP

Macaé, 23/05/2000

E&P-BC/GECOF 92/2000

Para: ASPLAF/GERISC/SESEG

Assunto: Início Produção [redacted]

Em aditamento nosso DIP E&P-BC/GECOF 000053/2000, de 27/03/2000, comunicamos data de entrada em produção da [redacted] em 16/05/2000, através do poço 7-RO-9DRJS.

Atenciosamente,

Reinaldo Costa Silva
Gerente Contábil-Financeiro

C/C: E&P/GEINAV, E&P-BC/GECONT

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

VOTO DO VICE-PRESIDENTE
EDUARDO CUNHA

Anexo 11

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

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

URGENTE

DOCUMENTO INTERNO PETROBRAS - DIP

Rio de Janeiro, **29 de agosto de 1997.**

SEJUR/DICONT - **4826/97**

PARA: **SEJUR/SUPER-ADJ**

Assunto: Contratação direta pela BRASPETRO OIL SERVICES COMPANY (BRASOIL), de uma unidade FSO (*Floating, Storage and Off-loading*).

SEGEN/EMBAR-055/97
Prot.Dicont-9706987

Pelo expediente em epígrafe, o Chefe do SEGEN/EMBAR, informa a este Serviço Jurídico (SEJUR), que em 07.08.97, a BRASPETRO OIL SERVICES COMPANY (BRASOIL), empresa estrangeira, com sede em Bankamerica Building-Fort Stret-George Town - Cayman Islands, assinou contrato de afretamento com opção de compra com a MITSUBISHI, para aquisição de uma plataforma semi-submersível (P-40), e que a sobredita contratação foi resultado de uma negociação direta baseada em parecer desse SEJUR. (sic)

2. Informa ainda que, "*Com o objetivo de verificar a pertinência de extensão do processo de negociação direta, via BRASOIL, consultamos V.S. sobre a aplicação desta a uma unidade do tipo FSO (Floating, Storage and Off-loading), da qual depende a produção e escoamento do óleo processado na P-40. Trata-se portanto de unidades mutuamente dependentes que trabalharão umbilicalmente, estocando e escoando a produção da plataforma P-40*".

3. Ressalta o órgão consulente que, "*... esta unidade FSO é de valor significativamente inferior a uma unidade semi-submersível e que seu prazo de aquisição, via licitação por concorrência pública, não é compatível com os prazos já contratados para este sistema semi-submersível, **colocando em risco a entrada de produção do campo como um todo***. (grifei), e que, "*Nesse sentido, e também visando o princípio da economicidade, concentrando as duas encomendas em uma única empresa e sob uma única gerência e fiscalização.*", solicita parecer quando ao assunto em questão.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

4. Examinada a matéria, cabe assinalar, preliminarmente, que, esta Divisão de Contratos, salvo engano, não tem conhecimento da existência de parecer deste SEJUR, dando amparo à contratação direta suso mencionada, provavelmente por inexigibilidade de licitação, tendo em vista, a referência feita pelo órgão consulente de "Extensão de Processo de Inexigibilidade de licitação".

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

(35)

5. Não obstante, em se tratando de contrato celebrado por empresas estrangeiras, com sede no exterior, pressupõe-se, ter sido a citada contratação efetivada sem a observância dos ditames da Lei nº 8.666/93.

6. Desse modo, se isso ocorreu, nenhum óbice se apresenta, visto como a citada Lei de Licitações não se aplica aos contratos firmados entre dois residentes no exterior, pois, nesse caso, segundo posição doutrinária de Alberto Xavier, no que pertine à concepção jurídica, encontra-se presente o elemento de "estraneidade", que define o contrato internacional.

7. Assim, considerando as razões apostas pelo órgão consulente, e, ainda, pelo fato de que, no que diz respeito à capacidade das partes, o direito brasileiro, em especial a Lei de Introdução ao Código Civil, art. 7º, estabelece que, "*Art. 7º - A lei do país em que for domiciliada a pessoa determina as regras sobre o começo e o fim da personalidade, o nome, a capacidade e os direitos de família.*", a conclusão que se impõe, é de que, em se tratando de contrato internacional, nada obsta à contratação direta pretendida pela Braspetro Oil Services Company (BRASOIL), por não ser aplicável a ela, as regras insertas na lei nº 8.666/93, não havendo, por conseguinte, que se falar em "Extensão do Processo de Inexigibilidade de Licitação", devendo, evidentemente, a matéria ser submetida à autoridade competente daquela empresa para aprovação.

É o parecer

Políbio da Fonseca Furtado
Advogado
Chefe da Divisão de Contratos
do Serviço Jurídico

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

PAUTA DA CA DE 22/07/97

DOCUMENTO INTERNO PETROBRAS - DIR

Consideração da Diretoria Executiva

ANTÔNIO C. T. E S. DE AGOSTINO
Diretor

22,07,97

Rio de Janeiro, 15 JUL 1997

SEGEN/SUPER - 000454 / 97

PARA: DIRETOR SEBASTIÃO HENRIQUES VILARINHO

ASSUNTO: Aquisição da Plataforma PB-200 para o Campo de Marlim Sul

HISTÓRICO

Através da Ata 4105, item 1, de 03/07/97, a Diretoria Executiva aprovou as novas condições negociadas para a aquisição da plataforma PB-200, anteriormente denominada DB-100, propostas através da DIP GDSHV 20066/97, de 03/07/97.

2. Em consequência a esta decisão, o SEGEN providenciou a elaboração da minuta do contrato para a aquisição da plataforma referenciada na modalidade de afretamento com opção de compra.

JUSTIFICATIVA

3 O processo completo de afretamento da plataforma PB-200 envolverá a assinatura dos instrumentos contratuais listados no Anexo II. Ressalta-se que, inicialmente, serão assinados somente os documentos relativos ao afretamento.

4 A minuta deste contrato de afretamento, como estabelecido, foi submetida ao SEJUR, que procedeu seus comentários, os quais foram incorporados à minuta final deste contrato. Este contrato de afretamento, que se encontra no Anexo I, é o contrato principal e será necessário à produção da documentação acessória ao processo de afretamento.

460

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BSK 27247
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000 Escrevente
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - LFL - 47
Válido somente com selo de Fiscalização. - Total R$ 2,53
Certifico que a presente é cópia fiel do original que foi exibido
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Nº 1ccca1t
Av. Rio Branco 133 grupo 312 - RJ - Tel. 224-8423

PETROLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

SEGEN/SUPER- 000464/97

CONCLUSÃO

5. Em face do exposto, solicitamos a V.S.a. que, caso de acordo, encaminhe à apreciação da Diretoria Executiva as seguintes proposições:

a) Tomar conhecimento da minuta do "Bareboat Charter and Purchase Agreement", objetivando o afretamento, com opção de compra, da plataforma PB-200 para o Campo de Marlim Sul;

b) Recomendar à Petrobras Internacional S.A. - BRASPETRO que, através de sua subsidiária, Braspetro Oil Services Company - BRASOIL, e ouvido previamente o SEJUR, assine os instrumentos contratuais indicados no Anexo II, e outros que eventualmente se façam necessários à complementação da estrutura, delegando ao Serviço de Engenharia - SEGEN o gerenciamento das atividades de adaptação daquela unidade.

Atenciosamente,

Alceu Barroso Lima Neto
Superintendente do Serviço de Engenharia

13º OFICIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Not
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 224-8427
Certifico que a presente é cópia fiel
do original que foi exibido.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - LFL - 47
Válido somente com selo de Fiscalização. - Total R$.2,53

13º Ofício de Notas
Ricardo de Jesus Gomes
Substituto

CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BSK 27249

CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL CARDOSO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

Anexo: I - Minuta do Contrato de Afretamento
Anexo: II - Lista dos Instrumentos Contratuais a serem assinados

DIPCHART.DOC

VOTO DO VICE-PRESIDENTE EDUARDO CUNHA

Anexo 13

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

SEGEN/SUPER-

13º OFÍCIO DE NOTAS - Tabelião
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Nº Escreve
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 224-8423
Certifico que a presente é cópia fiel do original que me foi exhibido.
Rio de Janeiro, 13º Ofício de Notas 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - Escrevente Substituto
Válido somente com selo de fiscalização. - Total R$ 2,53

DOCUMENTO INTERNO PETROBRAS - DIP

CORREGEDORIA GE
DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZA
Nº BRT 351

Rio de Janeiro, 18 MAR 1997

SEGEN/SUPER - 000170 /97

PARA: DIRETOR SEBASTIÃO HENRIQUES VILARINHO
DIRETOR ORLANDO GALVÃO FILHO
DIRETOR ANTONIO CARLOS SOBREIRA DE AGOSTINI

ASSUNTO: Aquisição da Plataforma PB-200 para o Campo de Marlim Sul

HISTÓRICO

Desde 1993, quando foi iniciado o programa de desenvolvimento dos campos de Marlim e Albacora, a PETROBRAS vem adotando o modelo de aquisição e conversão de plataformas, acopladas a alguma estrutura do tipo "sale-and-leaseback", com "tradings" japonesas. Nesse cenário, foi proposta a plataforma PB-200 (anteriormente denominada DB-100), que oferecia, segundo os proponentes, uma grande capacidade de carga, e uma grande área de convés, características estas que facilitam sua conversão para instalação das grandes plantas de produção de óleo, características da explotação dos campos gigantes da PETROBRAS.

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

2. Através da Ata 4056, de 11/07/96, a Diretoria Executiva aprovou a implantação do módulo 1 da Fase I de Marlim Sul. A alternativa recomendada e aprovada contemplava a plataforma SPIRIT OF COLUMBUS como UEP-1. A segunda colocada era a alternativa de conversão de uma semi-submersível licitada no mercado. A alternativa FPSO foi descartada tecnicamente, devido as características do módulo 1, em relação a número de poços e lâmina d'água, conforme consta daquele relatório de EVTE.

3. No item 26 da mesma Ata 4056, de 11.07.96, foi determinado ao Serviço de Engenharia que, em articulação com o E&P, CENPES e SEFIN, realizasse as negociações para aquisição da Plataforma SPIRIT OF COLUMBUS, já adaptada

às condições de Marlim Sul. Conforme orientação da Diretoria Executiva, a plataforma foi negociada, tendo sido assinado o contrato de Afretamento com Opção de Compra, em janeiro de 1997.

4. Com a descoberta do campo de Roncador, em outubro de 1996, e havendo excelente expectativa com relação ao potencial de produção deste campo, aliada ao fato do óleo ser de ótima qualidade, o que traria vários benefícios ao abastecimento de derivados no país, foi encaminhada à Diretoria Executiva, a proposta de antecipação do desenvolvimento deste campo. Este desenvolvimento contemplava o uso da plataforma Spirit of Columbus, que se apresentava como a melhor alternativa para esta antecipação. Esta proposta foi encaminhada pela DIP E&P/SUEX-SSE 002/97, de 07/01/97, tendo sido aprovadas todas as suas recomendações.

5. Dentre as demais propostas da DIP E&P/SUEX-SSE 002/97, de 07/01/97, constava a determinação de que o SEGEN, em articulação com o E&P, o SEFIN e o SEJUR negociasse diretamente, junto ao proprietário da plataforma PB-200, a aquisição da mesma, a qual havia sido oferecida no processo licitatório da P-37. Tal negociação deveria adequar a proposta feita para a P-37, às caracteristicas da UEP-1 do módulo 1 de Marlim Sul.

CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº EZ351185
Cartório de Notas
Ricardo de Jesus Gomes
Escrevente Substituto
13º OFICIO DE NOTAS - LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Nº iccraai
Av. Rio Branco 135 grupo 31 - RJ - Tel. 224-8423
Certifico que a presente é cópia fiel do original que foi exibido.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - PRRJ - 73
Válido somente com selo de Fiscalização. - Total R$.2,55

JUSTIFICATIVA

6. Visando cumprir tal determinação, o SEGEN criou uma comissão interdepartamental para este fim, através da DIP SEGEN/SUPER 070/97, de 27/01/97, com representantes do SEGEN, E&P, SEJUR e SEFIN.

7. A Comissão de Negociação estabeleceu que a negociação deveria ser feita com a empresa FPSO PARTNERS, L.L.C., que é a proprietária da embarcação e a empresa brasileira ISOTEC Engenharia Gerenciamento e Tecnologia, que é a detentora de autorização da FPSO PARTNERS para realizar esta negociação junto a PETROBRAS.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

8. Assim como foi considerada tecnicamente adequada para a locação da P-37 (UEP-5 de Marlim), durante aquele processo licitatório, e conforme parecer do E&P/GETINP em nota ao SUEX-SSE de 07/01/97, que considera a plataforma também adequada para operação em Marlim Sul, a Comissão de Negociação considerou que a plataforma PB-200 é tecnicamente adequada, com as modificações solicitadas, acordadas e documentadas, para aplicação como unidade de produção (UEP-1) do Campo de Marlim Sul, conforme previsões constantes do Estudo Viabilidade Técnico-Econômica deste campo.

9. Após a análise da documentação técnica fornecida pela PETROBRAS, a ISOTEC/FPSO PARTNERS, após várias rodadas de negociação, apresentou sua

proposta comercial, baseada na filosofia de "Afretamento com Opção d Compra", pois esta forma foi considerada, pelo SEFIN, como sendo a mais viáve na atual conjuntura. Esta proposta possui as seguintes caracteristicas:

- Tipo de proposta comercial: "Afretamento com Opção de Compra"
  - Duração do afretamento: 12 anos
  - Valor da taxa diária: US$ 148,878.00
- Prazo total do contrato de conversão: 26 meses

Esta foi a proposta final da ISOTEC/FPSO PARTNERS, quando foram esgotadas as possibilidades de redução do valor e prazo. Com esse resultado, a comissão apresentou o relatório do processo de negociação, que se encontra anexo.

10. No processo licitatório da P-37 de Marlim, onde houve competição entre tipos diferentes de unidades de produção, a PETROBRAS obteve dados atualizados referentes aos valores de mercado destas unidades. Naquele processo, o preço ofertado para a alternativa SS Convertida foi de US$ 311,255,519.40, correspondentes ao preço global de US$ 319,800,000.00, deduzidos de US$ 8,544,480.60 referentes às planilhas de itens extras. A Comissão de Negociação considerou este valor como base para a negociação.

11. A adequação dos requisitos especificados para a P-37 de Marlim, às condições da UEP-1 de Marlim Sul, conforme previsto na decisão da D.E., engloba, entre outros, o aumento da capacidade de compressão de gás, da capacidade de geração de energia, da capacidade de injeção de água, além do sistema de ancoragem, devido a maior lâmina d'água no local de instalação da plataforma. O valor total estimado para estas diferenças foi de US$ 29,000,000.00, o que faz com que o valor total estimado pela PETROBRAS para a plataforma seja de US$ 340,255,519.40.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CONTRATADOS

orlando galvão

12. O afretamento da PB-200 representa uma operação diferente das pretentes contratações de plataformas de produção da Companhia. Desde a construção da P-18, vem se adotando um modelo de compra e contratação de reforma, seguido da contratação, pela PETROBRAS, de uma operação de "leasing" exclusivamente financeiro, em negociações distintas, de maneira que facilita a avaliação isolada das variáveis. No caso da PB-200, assim como da recente contratação da Spirit of Columbus, a oportunidade que surge de utilizar seus serviços mediante o pagamento de uma taxa diária representativa de um "leasing", engloba os riscos financeiros de venda da unidade propriamente dita, com os riscos de financiamento da conversão. Assumindo que uma taxa de juros de 11,5% a.a. é uma taxa adequada a ser cobrada em uma operação de financiamento, para uma empresa como a FPSO PARTNERS, a semelhança do que foi recentemente aplicado no processo de aquisição da Spirit of Columbus, e calculando o valor atual desta taxa diária, para um periodo de 12 anos, obtemos o valor atual de US$ 346,499,320.90 .

chamar o Wagner reune e Paulo Belotti para explicar operacao

3355

13. A diferença entre o preço estimado e o ofertado é muito pequena, isto é, de cerca de 1,8% do valor estimado. Cabe ressaltar que a PB-200 é uma plataforma que tem grande área disponivel de convés, grande capacidade de carga e grande deslocamento (62.000 t, contra 54.000 t da Spirit of Columbus). Além disto, comparativamente com a Spirit of Columbus, recentemente contratada, a PB-200 terá a vantagem de ter vários sistemas e materiais exatamente conforme a preferência operacional da Companhia, já que, no caso da Spirit of Columbus, como todos os sistemas da plataforma já eram existentes, a PETROBRAS acabou aplicando excepcionalidades em termos de padrões técnicos. Alguns exemplos disto são a tubulação de água em cobre/niquel, ao invés de aço galvanizado, dutos de ar em aço inoxidável, ao invés de aço galvanizado, "flare" em lança, ao invés de em torre no meio da plataforma, resfriamento com água doce, ao invés de com água salgada, entre outros.

14. O desembolso por barril de produção também oferece uma possível aproximação de denominador comum, para fins de se comparar o custo do financiamento entre as plataformas recentemente adquiridas. Por este critério, a P-18 exigiu um desembolso de aproximadamente US$ 1.40/barril de produção, como seria de se esperar, tendo em vista que sua vida útil extrapola a vida do "leasing". A P-33, que exigirá gastos previstos de US$ 1.82/barril, é, por motivos de escala, a mais onerosa. Em contrapartida, a plataforma P-25 representará dispêndios de aproximadamente US$ 1.00/barril, apesar dos custos financeiros de seu "leasing" terem sido os mais elevados já contratados. A Spirit of Columbus foi inicialmente contratada com taxa de US$ 0.998/barril. Por este conceito, a média das plataformas contratadas se aproxima de US$ 1.10 barril, sendo que, com uma produção de 150.000 barris/dia, a despesa com o afretamento da PB-200 representará US$ 0.992/barril, conforme preços negociados. É necessário salientar que estas estimativas excluem os beneficios da produção de gás.

15. Cabe ressaltar também que, além da redução no preço ofertado inicialmente, a ISOTEC/FPSO PARTNERS reduziu também o prazo de conversão da plataforma, em 4 meses, relativamente ao prazo previsto no processo licitatório da P-37. Conforme a proposta negociada, a plataforma estará pronta para produzir em 24 meses após a assinatura do contrato, que terá um prazo global de 26 meses. Os valores de preço e prazo de conversão apresentados na proposta foram utilizados como dados de entrada para análise do EVTE. Comparou-se esta alternativa com a alternativa de iniciar um processo de licitação para aquisição de uma plataforma SS Convertida, ou uma SS Nova. O quadro abaixo apresenta os resultados desta análise:

ALTERNATIVA	VPL (US$)	Data de início da Produção
PB-200 (Negociação direta)	1,683,000,000.00	Maio/1999
SS Convertida (licitação)	1,575,000,000.00	Fev./2000
SS Nova (licitação)	1,494,000,000.00	Maio/2000

CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
SERVIÇOS CARTORIAIS

A comparação entre as opções atualmente existentes demonstra que a mel alternativa é a de adquirir a plataforma PB-200, através de negociação dir Fica também evidenciada, após os resultados das negociações, a atratividá desta alternativa.

CONCLUSÃO

16. Em face do exposto, ratificamos as conclusões e proposições apresentad no relatório da Comissão de Negociação para afretamento da plataform PB-200, e solicitamos a V.S.as. que, caso de acordo, encaminhem à apreciaç da Diretoria Executiva as seguintes proposições:

a) Tomar conhecimento do relatório da Comissão de Negociação visando afretamento da Plataforma PB-200 (anteriormente denominada DB-100), ond foi negociada uma taxa diária de US$ 148,878.00, por um período de 12 anos;

b) Determinar ao SEGEN que, após ouvido o SEJUR, submeta à D.E. e ao C.A as minutas finais dos contratos.

Atenciosamente,

Alceu Barroso Lima Neto
Superintendente do Serviço de Engenharia

Márcio Eiras de Moraes
Superintendente do Serviço Financeiro

Luiz Eduardo Guimarães Cameiro
Superintendente Executivo do E&P Sul-Sudeste

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

CORREGEDORIA GERAL
DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BRT 35176

Anexo 1: Relatório da comissão interdepartamental de negociação da plataforma PB-200.

RELATÓRIO DE COMISSÃO DE NEGOCIAÇÃO

Relatório de Negociação visando aquisição da plataforma PB-200 (anteriormente denominada PB-100), para instalação como unidade flutuante de produção para o Módulo 1 da Fase I de Marlim Sul.

1 - INTRODUÇÃO

1.1 - A Diretoria Executiva da PETROBRAS, em sua reunião de 11/07/96, Ata 4056, através do item 26, resolveu aprovar a implantação do Módulo 1 da Fase I de Marlim Sul, determinando ao SEGEN que, em articulação com E&P, CENPES e SEFIN, iniciasse as negociações para a aquisição da plataforma Spirit of Columbus, já adaptada para as condições de Marlim Sul, submetendo a Diretoria Executiva, no prazo de 3 meses, os resultados obtidos.

1.2 - A partir da decisão daquele colegiado, o Superintendente do Serviço de Engenharia, no uso de suas atribuições, e através do DIP SEGEN/SUPER-426/96 de 19/07/96, constituiu a Comissão de Negociação, com representantes do SEGEN, E&P, CENPES, SEJUR E SEFIN, que concluiu a negociação, recomendando a aquisição da referida plataforma.

1.3 - O relatório da comissão de negociação foi encaminhado à Diretoria Executiva, através do DIP SEGEN/SUPER-625/96, de 23/10/96. Neste DIP, recomendava-se também que, caso de acordo, a D.E. determinasse ao Superintendente do SEGEN que assinasse o M.O.A. (Memorandum of Agreement) com a MARÍTIMA - Navegação e Engenharia Ltda. e determinasse aos Superintendentes do SEGEN, SEFIN e E&P-SSE que prosseguissem as negociações com a MARÍTIMA, nos termos do M.O.A..

1.4 - Tais recomendações foram atendidas e, em 06/11/1996, foi assinado o M.O.A., após sua análise e aprovação pelo SEJUR.

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

1.5 - Após o prosseguimento das negociações, conforme determinado pela D.E. foi assinado o Contrato de Afretamento com Opção de Compra da Spirit of Columbus, em 01/01/97.

1.6 - Com a descoberta do campo de Roncador, em outubro de 1996, e havendo excelente expectativa com relação ao potencial de produção deste campo, aliada ao fato do óleo ser de ótima qualidade, o que traria vários benefícios ao abastecimento de derivados no país, foi encaminhada à Diretoria Executiva, a proposta de antecipação do desenvolvimento deste campo, utilizando, para isto, a plataforma Spirit of Columbus, que se apresentava como a melhor alternativa para esta antecipação. Esta proposta foi encaminhada pelo DIP E&P/SUEX-SSE 002/97, de 07/01/97, e aprovada integralmente pela D.E., conforme Ata D.E. 4081, item 31, de 09/01/97.

1.7 - Entre as demais proposições constantes do DIP E&P/SUEX-SSE 002/97, de 07/01/97, aprovadas pela D.E. em 09/01/97, consta a determinação de que o SEGEN, em articulação com o E&P, o SEFIN e o SEJUR negociasse a aquisição da plataforma PB-200, a qual foi apresentada no processo licitatório da P-37. Tal negociação deveria adequar a proposta feita para a P-37, às características da UEP-1 do módulo 1 de

Marlim Sul, devendo os resultados de tal negociação ser encaminhados à D.E., até 28/02/97.

1.8 - A partir desta decisão, o Superintendente do Serviço de Engenharia, no uso de suas atribuições, e através do DIP SEGEN/SUPER - 070/97 de 27/01/97, constituiu a Comissão de Negociação, com representantes do SEGEN, E&P, SEJUR e SEFIN.

2 - METODOLOGIA ADOTADA

2.1 - O processo de negociação em curso se amparou nos princípios de inexigibilidade de licitação, conforme parecer do SEJUR, constante do DIP SEJUR-037/97, de 08/01/97.

2.2 - A Comissão de Negociação estabeleceu que a negociação deveria ser feita com a empresa FPSO PARTNERS, L.L.C., que é a proprietária da embarcação e a empresa brasileira ISOTEC Engenharia Gerenciamento e Tecnologia, que é a detentora de autorização da FPSO PARTNERS para realizar esta negociação junto a PETROBRAS. A documentação comprobatória da propriedade da plataforma, de sua situação atual junto a credores e referente a representação da ISOTEC foi toda analisada e considerada adequada pelo SEJUR.

(13)

2.3 - Foi fornecida a documentação de projeto básico da instalação requerida, elaborada pelo CENPES, para análise da ISOTEC/FPSO PARTNERS, conforme documento SEGEN/EMBAR 010/97, de 06/02/97. Foi fornecido também, na mesma data, o Memorial Descritivo da Adaptação da P-37 para Marlim Sul. O objetivo deste último documento é resumir os principais requisitos a serem modificados na documentação da P-37 de Marlim, para que a plataforma possa ser convertida para operação no campo de Marlim Sul.

2.3.1 - A partir da análise da documentação técnica, foram realizadas reuniões de discussões técnicas com a participação conjunta da ISOTEC/FPSO PARTNERS, para esclarecimento de dúvidas.

2.3.2 - O projeto básico da UEP-1 de Marlim Sul e o Memorial Descritivo da Adaptação da P-37 para Marlim Sul estão sob guarda do Empreendimento para Construção das Plataformas e Dutos de Barracuda (EMBAR) do SEGEN. Foi acordado que os requisitos constantes do Memorial Descritivo da Adaptação dos Requisitos da P-37 para a P-40 de Marlim Sul fariam parte de um anexo do contrato de conversão da unidade.

2.4 - Após o esclarecimento de todas as dúvidas relativas à documentação fornecida, a ISOTEC/FPSO PARTNERS apresentou sua proposta comercial, que possui as seguintes características:

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

- Tipo de proposta comercial: Preço Global
- Preço ("Lump Sum Price") : US$ 363,544,488.80 composto das parcelas:
  - US$ 355,000,009.00 ("Lump Sum Price")
  - US$ 8,544,480.60 (Serviços Extras)
- Prazo do contrato: 30 meses

(14)

okverimine

2.5 - Na mesma data da entrega da primeira proposta, foi solicitado a ISOTEC/FPSO PARTNERS, conforme orientação do SEFIN, que apresentasse proposta comercial baseada na filosofia de "Afretamento com Opção de Compra", pois esta forma se mostra a mais viável na atual conjuntura.

2.6 - Conforme solicitado, a ISOTEC/FPSO PARTNERS apresentou a proposta comercial abaixo, com opção de duração do afretamento de 10 ou 12 anos:

- Tipo de proposta comercial: "Afretamento com Opção de Compra"
- Prazo total do contrato de conversão: 29 meses

A) - Duração do afretamento: 12 anos
- Valor da taxa diária: US$ 149,998.69

B) - Duração do afretamento: 10 anos
- Valor da taxa diária: US$ 164,859.60

- Valor Residual: US$ 1,600,000.00

2.7 - Após solicitar que o preço residual fosse de US$ 1.00, optar pelo afretamento de 12 anos e apresentar considerações relativas ao preço e prazo propostos anteriormente, a PETROBRAS obteve da ISOTEC/FPSO PARTNERS uma redução de preço e prazo e, através da correspondência nº 063/97, datada de 12/03/97, apresentou nova proposta, na forma abaixo:

- Tipo de proposta comercial: "Afretamento com Opção de Compra"
  - Duração do afretamento: 12 anos
  - Valor da taxa diária: US$ 148,878.00
  - Valor residual: US$ 1.00
- Prazo total do contrato de conversão: 26 meses

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GURGEL
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS
É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

Prazo
12 Real
modificado

3 - CONCLUSÕES

3.1 - Assim como foi considerada tecnicamente adequada para a locação da P-37 (UEP-5 de Marlim), durante aquele processo licitatório, e conforme parecer do E&P/GETINP em nota ao SUEX-SSE de 07/01/97, que considera a plataforma também adequada para operação em Marlim Sul, a Comissão de Negociação considerou que a plataforma PB-200 é tecnicamente adequada, com as modificações solicitadas, acordadas e documentadas, para aplicação como unidade de produção (UEP-1) do Campo de Marlim Sul, conforme previsões constantes do Estudo Viabilidade Técnica e Econômica deste campo.

3.2 - No processo licitatório da P-37 de Marlim, onde houve competição entre tipos diferentes de unidades de produção, a PETROBRAS obteve dados atualizados referentes aos valores de mercado destas unidades. Naquele processo, o preço ofertado para a alternativa SS Convertida foi de US$ 311,255,519.40, correspondentes ao preço global de US$ 319,800,000.00, deduzidos de US$ 8,544,480.60 referentes às planilhas de itens extras. A Comissão de Negociação considerou este valor como base para a negociação.

3.3 - A adequação dos requisitos especificados para a P-37 de Marlim, às condições da UEP-1 de Marlim Sul, conforme previsto na decisão da D.E., engloba, entre outros, o aumento da capacidade de compressão de gás, da capacidade de geração de energia, da capacidade de injeção de água, além do sistema de ancoragem, devido a maior lâmina d'água no local de instalação da plataforma. O valor total estimado pelo SEGEN

para estas diferenças foi de US$ 29,000,000.00, o que faz com que o valor total estimado para a plataforma seja de US$ 340,255,519.40.

3.4 - O afretamento da PB-200 representa uma operação diferente das recentes contratações de plataformas de produção da Companhia. Desde a construção da P-18, vem se adotando um modelo de compra e contratação de reforma, seguido da contratação, pela PETROBRAS, de uma operação de "leasing" exclusivamente financeiro, em negociações distintas, de maneira que facilita a avaliação isolada das variáveis. No caso da PB-200, assim como da recente contratação da Spirit of Columbus, a oportunidade que surge de utilizar seus serviços mediante o pagamento de uma taxa diária representativa de um "leasing", engloba os riscos financeiros de venda da unidade propriamente dita, com os riscos de financiamento da conversão. Assumindo uma taxa de juros de 11,5% a.a., a semelhança do que foi recentemente aplicado no processo de aquisição da Spirit of Columbus, e calculando o valor atual desta taxa diária, para um período de 12 anos, obtemos o valor atual de US$ 346,499,320.90

3.5 - A diferença entre o preço estimado e o ofertado é muito pequena, isto é, de cerca de 1,8% do valor estimado. Cabe ressaltar que a PB-200 é uma plataforma que tem grande área disponível de convés, grande capacidade de carga e grande deslocamento (62.000 t, contra 54.000 t da Spirit of Columbus). Além disto, comparativamente com a Spirit of Columbus, recentemente contratada, a PB-200 terá a vantagem de ter vários sistemas e materiais exatamente conforme a preferência operacional da Companhia, já que, no caso da Spirit of Columbus, como todos os sistemas da plataforma já eram existentes, a PETROBRAS acabou aplicando excepcionalidades em termos de padrões técnicos. Alguns exemplos disto são a tubulação de água em cobre/níquel, ao invés de aço galvanizado, dutos de ar em aço inoxidável, ao invés de aço galvanizado, "flare" em lança, ao invés de em torre no meio da plataforma, resfriamento com água doce, ao invés de com água salgada, entre outros.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

3.6 - O desembolso por barril de produção também oferece uma possível aproximação de denominador comum para fins de se comparar o custo do financiamento entre as plataformas recentemente adquiridas. Por este critério, a P-18 exige um desembolso de aproximadamente US$ 1.40/barril de produção, como seria de se esperar, tendo em vista que sua vida útil extrapola a vida do "leasing". A P-33, que exigirá gastos previstos de US$ 1.82/barril, é, por motivos de escala, a mais onerosa. Em contrapartida, a plataforma P-25, reformada, representará dispêndios de aproximadamente US$ 1.00/barril, apesar dos custos financeiros de seu "leasing" terem sido os mais elevados já contratados. A Spirit of Columbus foi inicialmente contratada com taxa de US$ 0.998/barril. Por este conceito, a média das plataformas contratadas se aproxima de US$ 1.10 barril, sendo que com uma produção de 150.000 barris/dia, a despesa com o afretamento da PB-200 representa US$ 0.992/barril, conforme preços negociados. É necessário salientar ainda que estas estimativas excluem os benefícios da produção de gás.

3.7 - Cabe ressaltar também que, além da redução no preço ofertado inicialmente, a ISOTEC/FPSO PARTNERS reduziu também o prazo de conversão da plataforma, em 4 meses, relativamente ao prazo previsto no processo licitatório da P-37. Conforme a proposta negociada, a plataforma estará pronta para produzir em 24 meses após a assinatura do contrato, que terá um prazo global de 26 meses. Os valores de preço e prazo de conversão apresentados na proposta foram utilizados como dados de entrada para análise do EVTE. Comparou-se esta alternativa com a alternativa de iniciar um

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

processo de licitação para aquisição de uma plataforma SS Convertida, ou uma SS Nova. O quadro abaixo apresenta os resultados desta análise:

ALTERNATIVA	VPL (US$)	Data de Início de Produção
PB-200 (Negociação direta)	1,683,000,000.00	Maio/1999
SS Convertida (licitação)	1,575,000,000.00	Fev./2000
SS Nova (licitação)	1,494,000,000.00	Maio/2000

A comparação entre as opções atualmente existentes demonstra que a melhor alternativa é a de adquirir a plataforma PB-200, através de negociação direta. Fica também evidenciada, após os resultados das negociações, a atratividade desta alternativa.

4 - RECOMENDAÇÕES

Diante das considerações acima apresentadas, a Comissão de Negociação recomenda a aquisição da plataforma PB-200 (futuramente denominada P-40), através de afretamento com opção de compra, com taxa diária de US$ 148,878.00, por um prazo de 12 anos, conforme proposta apresentada pela ISOTEC/FPSO PARTNERS.

Rio de Janeiro, 17 de março de 1997.

Roberto Fernandes Orzechowsky
Coordenador
SEGEN/EMBAR

Carlos Roberto Mattos
Membro
E&P/CODIM

Fernando de Castro Sá
Membro
SEJUR/DICONT

Flora H. Pecego M. Alves
Membro
SEFIN/SUCON

Joper Cezar de Andrade Filho
Membro
SEGEN/EMBAR

José Orlando Melo de Azevedo
Membro
SEGEN/EMBAR

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

13º OFÍCIO DE NOTAS - Ricardo de Jesus Gomes
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Escrevente Substituto
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 224-8423
Certifico que a presente é cópia fiel do original que foi exibido.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - PROT - 75

CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BRT 35171

VOTO DO VICE-PRESIDENTE EDUARDO CUNHA

EM BRANCO

Anexo 14

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

Exhibit "A"

Certificate for commencement of payments

This certificate, dated 1997, is given pursuant to Clause 4.2 of the Bareboat Sub-Charter Agreement dated 1997 ("Agreement") between BRASPETRO OIL SERVICES COMPANY ("Brasoil") and PETROLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS ("Petrobras"). Terms in this certificate have the same meanings as in the Agreement.

Petrobras confirms that the following conditions have either been fulfilled to its satisfaction or, for the purposes of this certificate, are waived:

(1) The receipt by Petrobras of certified copies of board resolutions of each party to each Related Document, or other written confirmation satisfactory to Petrobras, approving that party entering into each of the Related Documents to which it is a party;

(2) The execution by all the parties thereto of each of the Related Documents in a form acceptable to Petrobras;

(3) The completion of a due diligence exercise to be undertaken by or on behalf of Petrobras into the operations and affairs of SANA in connection with or arising out of the construction, financing and delivery of the Vessel to the satisfaction of Petrobras;

(4) Legal opinions from such legal advisors as Petrobras deems fit on the legality, validity and binding nature of the Agreement and the Related Documents and the ability of each party to each such agreement to enter into and be bound by such agreement;

(5) The issue by the Government of Italy (or any relevant ministry, department, body, agency or other authority thereof) or any other regulatory body of any licence, authorisation, approval, permission, consent and/or any other clearance necessary or desirable for or in respect of the proposed charter upgrade and sale of the Vessel, to enjoy the proposed charter, upgrade and sale of the Vessel, either unconditionally or subject to conditions which do not adversely affect Petrobras's rights to enjoy the benefits of the Agreement for the term of the Agreement;

(6) The Vessel having reached (and being situated in) waters which are not Italian territorial waters and which are subject to a jurisdiction acceptable to Petrobras;

(7) The completion to Petrobras's satisfaction of any other matter which it deems to be relevant to the charter of the Vessel hereunder and the charter and purchase of the Vessel under the Bareboat Charter and Purchase Agreement.

For and on behalf of Petrobras

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

VOTO DO VICE-PRESIDENTE
EDUARDO CUNHA

ANEXO 14A

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORAIS

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS

SECRETARIA GERAL DA PETROBRAS (SEGEPE)

C O M U N I C A D O

A decisão contida neste documento é de caráter reservado e d uso exclusivo do órgão destinatário, sendo vedada a reprodução.

SUPGN - D
EMPAB.
02/7/98.

REFERÊNCIA

Ata DE 4.156, item 16, de 2-7-98 - Pauta n° 654

ASSUNTO

PLATAFORMA "SPIRIT OF COLUMBUS" - Alterações no Contrato de Afretamento com Opção de Compra

D E C I S Ã O

A Diretoria Executiva aprovou as proposições constantes do DIP-SEGEN/SUPER-000450/98, de 16-6-98, dos titulares do Serviço de Engenharia (SEGEN) e da Superintendência Executiva de Exploração e Produção Sul-Sudeste (E&P-SSE).

CIENTIFICADO (S)

SEGEN - E&P - SERPLAN - SEFIN - CENPES - BRASPETRO - SEJUR

Euler Pinto Coelho
Secretário-Geral da PETROBRAS

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

SUPER
02/7/98

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

PETROBRAS
SECRETARIA - GERAL
PAUTA DA DE 6/7/98

3366

2868

DOCUMENTO INTERNO PETROBRAS - DIP

Rio de Janeiro, 16 JUN 1998

A CONSIDERAÇÃO DA DIRETORIA EXECUTIVA
SEBASTIÃO HENRIQUES VILARINHO
Diretor
30/06/98

SEGEN / SUPER - 000450 / 98

Para: DIRETOR SEBASTIÃO HENRIQUES VILARINHO
DIRETOR ANTONIO CARLOS SOBREIRA DE AGOSTINI

Assunto: Campo de Roncador
Plataforma P-36

HISTÓRICO

Através da Ata 4072, item 12, de 31.10.96, a Diretoria Executiva aprovou as proposições constantes do DIP-SEGEN/SUPER 625/96, referente ao afretamento, com opção de compra, da plataforma Spirit of Columbus, a ser instalada no Campo de Marlim Sul.

2. Posteriormente, em 19.12.96, através da Ata 4079, item 1, a D.E. aprovou as proposições constantes do DIP-SEGEN/SUPER 745/96, de 02.12.96, quanto às condições e valores negociados, ressalvada a retificação da taxa de afretamento como consta do DIP GDSHV-20.113A/96, recomendando à Petrobras Internacional S.A. - BRASPETRO, que através da sua subsidiária BRASOIL, assinasse os instrumentos contratuais relativos à operação, delegando ao Serviço de Engenharia - SEGEN, o gerenciamento das atividades de adaptação daquela unidade.

3. Em 10.01.97 foi assinado o contrato de afretamento com opção de compra, entre a BRASOIL e a PETRO-DEEP INC. (Subsidiária da Marítima), que é o contrato principal necessário à produção de documentação acessória ao processo de afretamento. Nos termos do contrato estava previsto a necessidade de serem satisfeitas as condições precedentes, entre as quais destaca-se a investigação ("due diligence"), que foi em seguida iniciada.

4. Posteriormente, em 27.02.97, a D.E., através da Ata 4087, item 27, aprovou as proposições constantes do DIP-E&P-SUEX-SSE-0055/97, de 25.02.97, transferindo a plataforma Spirit of Columbus do Campo de Marlim Sul para o Campo de Roncador.

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

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

SEGEN / SUPER - 000450 / 98

5. Devido a meta de início de produção ter sido fixada para dezembro/98, em Roncador, foi estabelecido junto a Marítima que os serviços de adaptação da plataforma deveriam iniciar em 03.03.97, principalmente os serviços relacionados com o projeto básico e de detalhamento. Para tal, a Marítima contratou a AMEC para a planta de processo e a NOBLE DENTON para a parte naval e de estrutura, tendo sido os serviços realizados em Londres, já com base nas especificações de Roncador.

6. Em 24.04.97, através da Ata 4095, item 15, a D.E. aprovou as proposições constantes do DIP SEGEN-SUPER 241/97, autorizando as alterações efetuadas na estrutura dos contratos, resultantes das primeiras recomendações identificadas durante o "due diligence", objetivando reduzir na maior extensão possível os riscos existentes, e, recomendando à Petrobras Internacional S.A. - BRASPETRO, através da sua subsidiária Braspetro Oil Services Company - BRASOIL, que assinasse os instrumentos contratuais alterados.

7. Os contratos definitivos foram assinados em 20.06.97, após concluída a investigação ("due diligence") estabelecida nas condições precedentes, e, nos citados instrumentos, foi formalizada a data de 03.03.97 para início dos serviços.

8. Após a assinatura dos contratos, a MARÍTIMA pôde formalizar a definição do estaleiro onde seriam realizados os serviços de adaptação da plataforma, tendo sido escolhido o estaleiro da DAVIE INDUSTRIES em Quebec - Canadá. O transporte da unidade para o Canadá foi realizado a partir de 14.07.97 tendo os serviços no canteiro iniciados em 01.09.97. Devido principalmente ao congelamento do Rio Saint Laurent, onde se encontra o estaleiro, a plataforma deverá sair de Quebec no final de novembro/98.

JUSTIFICATIVA

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

9. No momento, os serviços de conversão da Unidade P-36 (Spirit of Columbus) estão bem definidos e, conseqüentemente, é possível enfocarmos as principais implicações e alterações causadas pela relocação de Marlim Sul para Roncador.

10. A correnteza em Roncador é de 2,5m/s, bem maior que a constatada em Marlim Sul, que é de 1,75m/s. Essa alteração implicou um sistema de ancoragem com 16 linhas e não mais 12 linhas, como previsto anteriormente. Além dos guinchos e "fairleads" adicionais, foram necessárias adaptações estruturais para acomodá-los.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

SEGEN / SUPER - 000450 / 98

11. A lâmina d'água em Roncador, no local da plataforma, é de 1362 m, contra os 1070 m previstos para Marlim Sul. Isso resulta em maiores cargas a serem suportadas, devido às linhas flexíveis ("risers") e linhas de ancoragem. Além disso, a disposição dos "risers" é fortemente desbalanceada para a ré da plataforma (popa), resultando numa distribuição excêntrica da carga e acarretando aumento das adaptações estruturais para suportação dos "risers" e também para os requisitos de empuxo e estabilidade.

12. O sistema de compressão e tratamento de gás foi aumentado para 7.200.000 m³/dia, utilizando-se três conjuntos novos de 2.400.000 m³/dia cada. Tendo em vista que as instalações existentes, assim como a configuração prevista para Marlim Sul, não poderiam ser aproveitadas em Roncador, foi negociado um crédito de US$ 27.5 milhões a ser compensado com o valor da nova especificação. Essa alteração trouxe ainda consequência no "layout" do convés principal, gerando a necessidade de uma extensão maior a ré (popa).

13. Com relação ainda ao "layout" do convés, constatou-se a necessidade de se relocar os "headers" de produção e lançadores para a região interna do "caisson" central, acarretando um arranjo estrutural e de tubulação mais complexo desses conjuntos. Ademais, foi aumentada a classe de pressão das tubulações de 1500# para 2500# em função da mudança da pressão estática de fechamento dos poços ("shut in"), como também foi acrescida a previsão de interligação de mais 4 poços de produção.

14. Como conseqüência do aumento da capacidade de compressão, também foi aumentado o sistema de água de resfriamento. Além disso, decidiu-se adequar o sistema de resfriamento existente para Marlim Sul, passando-o para sistema fechado em Roncador, obtendo-se assim, um menor custo operacional.

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

15. As alterações acima descritas, necessárias para a operação da plataforma em Roncador, vêm sendo negociadas com a MARÍTIMA, apresentando-se no Anexo I um quadro com as descrições e os valores considerados aceitáveis, cujo total é de US$ 42,972,000.00. Quanto à forma de pagamento, considerando que parte dos trabalhos já foi executada, 30% do valor (US$ 12,891,600.00) poderiam ser liberados de imediato. O restante, seria dividido em dois eventos: Com a entrega dos turbocompressores no estaleiro seriam pagos 45% (US$ 19,337,400.00) e após a entrega dos "manifolds"/ lançadores e recebedores seriam pagos 25% (US$ 10,743,000.00).

16. O "Supervision Agreement", que regula o gerenciamento do contrato de "upgrade", já prevê em seu item 10 - Change Orders a possibilidade de alteração no escopo inicial, assim como o pagamento destas, após de acordo da BRASOIL, no seu item 12 - Compensation, não sendo necessária a emissão de qualquer aditivo aos contratos já firmados.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

SEGEN / SUPER - 000450 / 98

17. Dessa forma, caso a presente proposição seja aprovada, o detalhamento das modificações, preços por item e forma de pagamento seriam formalizadas junto à PETROMEC INC., subsidiária da MARÍTIMA responsável pelos serviços de "upgrade", o que permitirá o faturamento contra a Brasoil.

18. Quanto aos recursos financeiros, temos conhecimento de que a Marítima vem negociando junto a alguns bancos o financiamento do "up grade" previsto na Plataforma. Conforme já discutido com o SEFIN, caso a Marítima tenha sucesso nessa negociação, os valores poderiam ser incluídos na mesma operação e pagos em 12 anos.

19. Considerando que operações desse tipo são demoradas e que o mercado financeiro atual não é favorável, o pagamento dos valores aprovados deverá ser feito através de adiantamentos à BRASOIL.

20. Além dos impactos que ocorreram por conta da relocação da plataforma de Marlim Sul para Roncador, a perfuração dos poços exploratórios tem apresentado novos dados sobre o reservatório com impactos no projeto do Módulo I. Após a perfuração do 5º poço, concluída recentemente, foram feitos estudos que alteraram o arranjo submarino e a respectiva chegada de "risers" na popa da plataforma. Também foi necessário redimensionar a planta de tratamento de água na plataforma, passando de 5.000m³/dia para 15.000m³/dia, uma vez que as novas curvas de produção apresentaram uma vazão de água produzida acima do inicialmente previsto.

21. As implicações dessas alterações, quanto a custo e prazo, precisam ainda ser discutidas com a contratada; no entanto, podemos antever que, por estarem concentrados no "spider deck"(popa), caminho crítico na montagem, teremos um impacto no prazo na ordem de 3 (três) meses, o que justifica a necessidade de sua imediata implementação.

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

CONCLUSÃO

22. Em face do exposto, solicitamos a V.Sa. que, caso de acordo, encaminhe à apreciação da Diretoria Executiva as seguintes proposições:

a. Aprovar os valores e a forma de pagamento, citadas no item 15, das alterações necessárias na Plataforma em função da sua relocação do Campo de Marlim Sul para Roncador, no valor de US$ 42,972,000.00.

b. Recomendar à Petrobras Internacional S.A. - BRASPETRO, que através da sua subsidiária Braspetro Oil Services - BRASOIL, aprove as alterações acima citadas;

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

SEGEN / SUPER - 000450 / 98

c. Submeter previamente à aprovação deste colegiado, a carta a ser enviada à PETROMEC INC. formalizando as alterações, valor e condição de pagamento;

d. Determinar que o SEFIN adiante à Braspetro Oil Services - BRASOIL os recursos necessários para pagamento das alterações, à medida que forem sendo aprovados pelo SEGEN;

e. Determinar que o SEFIN, em articulação com a Braspetro Oil Services - BRASOIL, examine alternativas de financiamento de modo a viabilizar os recursos acima citados;

f. Determinar que o SEGEN, em articulação com o E&P e CENPES, detalhe e implemente as novas alterações necessárias na plataforma, tendo em vista os dados mais recentes de reservatório e as alterações citados no item 20 acima.

g. Determinar que o E&P, em articulação com o SERPLAN e demais órgãos envolvidos na implantação do projeto, atualize em 90 dias o EVTE do Módulo I do Campo de Roncador, em função das alterações necessárias, já levando em consideração os valores negociados no item "f" acima.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Atenciosamente,

José Carlos da Fonseca
Superintendente do Serviço de Engenharia

Luiz Eduardo Guimarães Carneiro
Superintendente Executivo de E&P-SUEX-SSE

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS

SECRETARIA GERAL DA PETROBRAS (SEGEPE)

C O M U N I C A D O

A decisão contida neste documento é de caráter reservado e de uso exclusivo do órgão destinatário, sendo vedada a reprodução.

SUPER De acordo
02.06.99.

REFERÊNCIA

Ata DE 4.201, item 1, de 20-5-99 - Pauta nº 381

ASSUNTO

PETROMEC INC. - Alterações na Plataforma "PETROBRAS-XXXVI" (P-XXXVI) Para Sua Relocação do Campo de Marlim Sul Para o Campo de Roncador

D E C I S Ã O

A Diretoria Executiva aprovou as proposições constantes dos DIPs SEGEN/SUPER-00000278/99, de 27-4-99, do Serviço de Engenharia (SEGEN) e GDAM-20.048/99, de 20-5-99, do Gabinete do Diretor Antonio Luiz Silva de Menezes.

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

CIENTIFICADO (S)

SEGEN - E&P - SEFIN - SEJUR - BRASPETRO

Euler Pinto Coelho
Secretário-Geral da PETROBRAS

SEGEN/SUPER
PROT. 678
EM. 02/06/99

PETROLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

PETROBRAS
SECRETARIA-GERAL
CA
PAUTA
DE 38/1/99

l. 337

DOCUMENTO INTERNO PETROBRAS - DIP

Rio de Janeiro, 27 ABR. 1999

SEGEN/SUPER- **00000278 / 99**

PARA: DIRETOR ANTONIO LUIZ SILVA DE MENEZES

Assunto: Campo de Roncador (Plataforma P-36)

SÍNTESE

Proposição para aprovação de alterações executadas na plataforma P-36 em função de sua relocação do Campo de Marlim Sul para o Campo de Roncador e, principalmente, em decorrência dos novos dados do reservatório obtidos com a perfuração dos poços exploratórios.

HISTÓRICO

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIRETORIA DE SERVIÇOS CORPORATIVOS

2. Através da Ata 4072, item 12, de 31.10.96, a Diretoria Executiva aprovou as proposições constantes do DIP-SEGEN/SUPER 625/96, referentes ao afretamento, com opção de compra, da plataforma Spirit of Columbus, a ser instalada no Campo de Marlim Sul. Posteriormente, em 19.12.96, através da Ata 4079, item 1, a D.E. aprovou as proposições constantes do DIP-SEGEN/SUPER 745/96, de 02.12.96, quanto às condições e valores negociados, ressalvada a retificação da taxa de afretamento como consta do DIP GDSHV-20.113A/96, recomendando a assinatura dos contratos relativos à operação através da BRASOIL, através de uma taxa de afretamento de US$ 149,800.00 por dia, pagas trimestralmente por 12 anos.

3. Em 10.01.97 foi assinado entre a BRASOIL e a PETRO-DEEP INC., subsidiária da Marítima Petróleo e Engenharia Ltda. (MARÍTIMA), o contrato de afretamento, documento principal necessário para a produção de documentação acessória ao processo de afretamento. Logo a seguir, em 27.02.97, a Diretoria Executiva, através da Ata 4087, item 27, aprovou a proposição constante do DIP-E&P-SUEX-SSE-0055/97, transferindo a plataforma Spirit of Columbus do Campo de Marlim Sul para o Campo de Roncador.

4. Com a conclusão da investigação ("due diligence") estabelecida no contrato de afretamento assinado entre a BRASOIL e a PETRO-DEEP, e consoante decisão da Diretoria Executiva (Ata 4095, item 15, de 24.04.97), foram assinados, em 20.06.97, os contratos definitivos referentes à operação de afretamento com opção de compra da plataforma Spirit of Columbus, a ser denominada PETROBRAS-36, já considerando as alterações nas especificações em função da mudança da plataforma do Campo de Marlim Sul para o Campo de Roncador.

5. Após a assinatura dos contratos a MARÍTIMA, através da sua subsidiária PETROMEC INC., criada unicamente para conduzir os serviços de "upgrade" da plataforma, pôde formalizar a definição do estaleiro onde seriam realizados os serviços, tendo sido escolhido o estaleiro da DAVIE INDUSTRIES em Quebec - Canadá. O transporte da unidade para o Canadá foi realizado a partir de 14.07.97, sendo os serviços no Porto de Quebec iniciados em 01.09.97.

6. Com o desenvolvimento dos serviços, foi possível definir o valor de US$ 42,972,000.00 para parte das alterações, decorrentes da relocação da plataforma de Marlim Sul para Roncador, cujo pagamento foi aprovado pela Diretoria através da Ata 4156, item 16, de 02.07.98. Pela mesma Ata foi também autorizada a implementação de outras alterações necessárias na plataforma, em função de novos dados de reservatório obtidos com a perfuração dos poços exploratórios, cujas implicações estavam ainda sendo avaliadas.

7. Na estrutura financeira do projeto foi prevista, como responsabilidade da MARÍTIMA, como "holding", a obtenção dos recursos financeiros para a execução da adaptação da plataforma. Inclusive, a decisão de subcontratação do estaleiro Davie, no Canadá, foi decorrente das intenções demonstradas pelo Governo Canadense em financiar o empreendimento, através do EDC (Export Development Corporation).

Tendo em vista a demora do EDC em operacionalizar o citado empréstimo, os desembolsos necessários relativos aos compromissos contratuais assumidos, foram parcialmente viabilizados através de financiamento obtido pela própria PETROMEC, junto ao Chase Manhattan Bank, no valor de US$ 75 milhões, tendo como garantia os recebíveis da PETROMEC pelo afretamento junto à BRASOIL, e pelos pagamentos efetuados pela BRASOIL em função da negociação das principais alterações pela relocação da plataforma do campo de Marlim Sul para o campo de Roncador, conforme citado no parágrafo 6 acima.

Para viabilização dos recursos faltantes, a MARÍTIMA, continuou negociando junto ao EDC e o próprio Chase Manhattan. Entretanto, mesmo já tendo sido apresentada pelo EDC uma proposta de financiamento, e discutidas as necessárias garantias, como essas operações são demoradas, nos preocupou o prazo necessário para obtenção de resultados, mesmo que favoráveis, pudesse impactar o andamento do projeto.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

10. Para agravar ainda mais a situação, o grupo Dominion Bridge Corporation, que controla o estaleiro Davie, requereu concordata em agosto/98, tornando mais difícil a operação de financiamento, além de impactar o ritmo dos trabalhos de conversão, pelas dificuldades financeiras advindas dessa situação.

11. Nesse sentido, submetemos à Diretoria proposição de disponibilização à PETROMEC de recursos no montante de até US$ 40,0 milhões, com repagamento através de cessão de créditos das parcelas da taxa de afretamento da embarcação, que foi aprovada conforme Ata D.E. 4.179, item 20, de 10.12.98. Na decisão, a liberação dos recursos ficou condicionada à aprovação das minutas dos instrumentos contratuais necessários à operação, que ainda se encontram em andamento.

12. Buscando alternativas para dar continuidade aos trabalhos, enquanto se concluem os instrumentos citados acima, através da Ata D.E. 4.183, item 24, de 14.01.99, foi aprovada a disponibilização de recursos, na forma de um "bridge loan", para pagamento das despesas do estaleiro Davie, no valor de até US$ 1,5 milhão/semana, limitado ao montante de US$ 15,0 milhões.

JUSTIFICATIVA

13. No momento, os serviços de projeto se encontram praticamente concluídos. Além disso, todos os materiais necessários, tais como chapas, tubos, conexões, cabos etc., já foram recebidos no estaleiro e foram instalados todos os principais equipamentos da planta de processo, estando o progresso físico de construção e montagem em 75%. Pelo planejamento atual a saída da plataforma de Quebec está prevista para a 1ª quinzena de agosto/99.

14. A MARÍTIMA, com base nas alterações necessárias na plataforma, em função de novos dados de reservatório, e ainda em decorrência das alterações de Marlim Sul para Roncador, apresentou diversas "variation orders" (VO), no montante de aproximadamente US$ 54 milhões.

15. Essas reivindicações, resumidamente, estão fundamentadas, principalmente, nas alterações do "lay-out" de chegada dos poços na plataforma, instalação de risers" rígidos (SCR) para exportação de óleo e gás, aumento da capacidade de tratamento de água, na alteração do diâmetro das linhas de gás lift para permitir passagem de "pig" e nos custos adicionais em função do acréscimo do prazo de conversão da unidade.

16. Foi concluída a análise da maioria dessas reivindicações, exceto a "Variation Order" (VO) nº13, relativa ao impacto no prazo, tendo a PETROMEC concordado em continuar discutindo-a, já que novas VO's ainda serão detalhadas e apresentadas para análise da BRASOIL e poderão também trazer impacto no prazo.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSTIN
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

17. Como resultado, apresentamos um quadro no ANEXO I, com as demais alterações negociadas, contendo as descrições e os valores considerados aceitáveis, cujo total é de US$ 12,877,571.00. É importante frisar que parte dos serviços já está concluída, cerca de 86%, no valor de US$ 11,074,711.00.

18. O "Supervision Agreement", um dos documentos que regula o gerenciamento do contrato de "upgrade", já prevê em seu item 10 - "Change Orders", a possibilidade de alterações no escopo inicial, assim como o pagamento destas, após de acordo da BRASOIL, no seu item 12 - "Compensation", não sendo necessária a emissão de qualquer aditivo aos contratos já firmados.

19. O pagamento dos valores indicados no item 17 acima , se aprovado, será feito semanalmente para pagar as despesas no estaleiro, à medida que fosse sendo solicitado pela PETROMEC. Isso garantiria a continuidade dos trabalhos até a obtenção do financiamento junto ao EDC, ou até a viabilização do empréstimo citado no item 11 acima.

20. Assim, conforme previsto no "Supervision Agreement", foi elaborada a minuta da carta anexa, que foi submetida anteriormente à apreciação do Serviço Jurídico (SEJUR) e da Superintendência de Finanças (SEFIN), sendo os comentários apresentados incorporados ao citado documento.

PROPOSIÇÕES

21. Em face do exposto, solicitamos a V.Sa. que, caso de acordo, encaminhe à apreciação da Diretoria Executiva as seguintes proposições:

a) Aprovar as alterações necessárias na plataforma PETROBRAS-36 devido as informações obtidas com a perfuração de novos poços exploratórios e à relocação de MARLIM SUL para RONCADOR, no valor de US$ 12,877,571.00.

b) Recomendar à PETROBRAS INTERNACIONAL S.A. - BRASPETRO, que através da sua subsidiária BRASPETRO OIL SERVICES COMPANY - BRASOIL, aprove as alterações acima citadas.

c) Determinar ao SEFIN que, em articulação com o SEGEN, disponibilize à BRASPETRO OIL SERVICES COMPANY - BRASOIL, os recursos acima autorizados, à medida que forem sendo aprovados pelo SEGEN.

d) Aprovar a minuta da carta, a ser enviada à PETROMEC INC., para formalização do valor e das condições de pagamento referentes às modificações de projeto acima citadas.

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

e) Determinar que o SEFIN, em articulação com a BRASPETRO OIL SERVICES COMPANY - BRASOIL, examine alternativas de financiamento de modo a viabilizar os recursos acima citados.

f) Determinar ao SEFIN e ao E&P que, em articulação com o SEGEN, negociem com a BRASOIL a forma de ressarci-la dos custos envolvidos objeto da presente aprovação.

Atenciosamente,

José Carlos da Fonseca
Superintendente do Serviço de Engenharia

ANEXOS: Anexo I

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

Anexo I

ANÁLISE DAS VARIATION ORDERS (VO)

ITEM	DESCRIÇÃO	VALOR PROPOSTO (US$)	VALOR ACORDADO (US$)
VO 013	Impacto no prazo devido às alterações solicitadas pela BRASOIL	18,000,000.00	3,060,000.00 (Nota1)
VO 014	Alterações nos "pipe-racks"	9,272,000.00	1,199,070.00
VO 024	Modificação Nível dos Elevadores	99,362.00	66,479.00
VO 025	Sistema de Controle de Processo	671,520.00	611,745.00
VO 027	Painéis de Controle dos Poços	1,376,000.00	561,000.00
VO 028	Sistema de Detecção de Fogo	807,000.00	300,300.00
VO 031	Modificação Sistema HVAC	1,844,000.00	1,132,000.00
VO 032	Remanejamento Detetores de Gás	227,904.00	200,011.00
VO 037	Fornecimento Energia p/ FSO	500,874.00	427,400.00
VO 041	Modificação Resfriador Intermediário de Água	29,076.00	19,270.00
VO 043	"Manifold" Submarino Gás "Lift"	515,310.00	N.A.
VO 044	Relocação "Deck" Gerador Emergência	82,400.00	16,000.00
VO 045	Sistema Óleo Lubrificante - Bombas de Transferência	52,085.00	52,085.00
VO 046	Modificação Controle de Reciclo - Bombas de Transferência	43,632.00	N.A.
VO 047	Atuadores de Descarga - Bombas de Transferência	80,741.00	N.A.
VO 048	Mudança Selos Mecânicos - Bombas de Transferência	43,147.00	N.A.
VO 049	Proteção Fluxo Mínimo - Bombas de Transferência	91,607.00	N.A.
VO 050	Parada Remota Chaves Partida - Bombas de Transferência	121,500.00	N.A
VO 051	Instalação SCR´s	4,850,000.00	2,030,441.00
VO 075	Modificação Posição Plataforma	9,654,663.00	1,365,261.00
VO 097	Alteração Diâmetro Linhas Gás "Lift"	5,295,354.00	1,836,509.00
TOTAL		53,658,175.00	12,877,571.00

Nota 1 - VO analisada parcialmente

N.A. – Não Aprovado

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Custos em 2000: a realização de custos no ano, atingiu R$ 13,61 milhões, com a previsão em R$ 16,57 milhões, com índice de realização de 82,1 %.

CAMPO DE MARLIM P-35

Escopo: conversão do navio José Bonifácio em unidade estacionária de produção (UEP), do tipo FPSO ("floating", "production", "storage", "offloading"), para processar 100 mil bpd de óleo e 3,0 milhões de m^3/dia de gás, operando em lâmina d'água de 860 metros.

Situação atual: a plataforma chegou ao Brasil em março de 1999, vinda da Coréia. A unidade encontra-se em produção desde agosto de 1999, e atualmente está em fase de pós-empreendimento.

Custos em 2000: a realização de custos no ano, atingiu R$ 57,85 milhões, com a previsão em R$ 65,39 milhões, co índice de realização de 88,5 %.

CAMPO DE RONCADOR (módulo 1) P-36 e P-47

Escopo: implantação do projeto do módulo 1 do desenvolvimento do Campo de Roncador, composto de : a) adaptação da plataforma P-36 ("Spirit of Columbus"), que possibilitará o processamento e o tratamento de 180.000 bpd de óleo, e a compressão de 7.200.000 Nm^3/dia de gás, operando em lâmina d'água de 1.360 m; b) aquisição e conversão do antigo petroleiro "Eastern Strength", embarcação do tipo VLCC ("very large crude carrier"), com 268 mil ton de porte bruto, que foi construído em 1976, e, que após a sua conversão se transformará na P-47, unidade de armazenamento do tipo FSO ("floating", "storage" e "offloading"), com capacidade para estocar 1,8 milhões de barris de petróleo. Sua capacidade de descarga é de 3.250 m^3/hora (20.443 barris/hora) o que o torna um dos maiores sistemas de transferência da Bacia de Campos. A plataforma operará em lâmina d'água de 815 metros e será responsável pela estocagem e escoamento da produção da P-36; c) oleodutos e gasoduto P-36/P-47.

Situação atual: a P-36 foi instalada na sua locação em fevereiro de 2000, e entrou em operação em maio de 2000. A produção média de dezembro de 2000 da P-36 foi de 74.271 barris/dia. A P-36 foi entregue à E&P em 14 de dezembro de 2000, começando aí a fase de pós-empreendimento.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

instalada no Campo de Albacora em 10/06/98. O primeiro óleo ocorreu em 17/08/98, e a produção média da plataforma em dezembro de 2000, foi de 79.166 bpd. A P-31 encontra-se em fase final de conclusão de pendências de sistemas, para a sua transferência definitiva para a E&P; c) a execução física das atividades da Ordem de Trabalho de Albacora já atingiu 100 % de realização.

Custos em 2000 : a realização de custos no ano, atingiu R$ 0,02 milhões, com a previsão em R$ 0,45 milhões.

CAMPO DE VOADOR P-27

Escopo: a) trata-se da aquisição de plataforma, sua conversão em unidade flutuante de produção e instalação na locação final de produção; b) lançamento de gasoduto rígido da locação da P-27, para a plataforma PNA-1. O projeto teve como objetivo o desenvolvimento do sistema de produção das áreas dos poços 4-RJS-377 e E-RJS-403, na Bacia de Campos, com capacidade de 43.000 bpd e 1.800.000 m^3/dia de gás.

Situação atual : a unidade foi instalada no Campo de Voador em 27/05/98. O primeiro óleo ocorreu em 20/07/98 e a produção média da plataforma em dezembro de 2000 foi de 25.513 bpd. A unidade encontra-se em fase final de conclusão de pendências de sistemas, para a sua transferência definitiva à E&P, e o início da fase de pós-empreendimento.

Custos em 2000 : a realização de custos no ano, atingiu R$ 1,14 milhões, com a previsão em R$ 1,11 milhões, com índice de realização de 102,7 %.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL C...
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

b) PROJETOS EM ANDAMENTO

MARLIM SUL – PLATAFORMAS P-38 e P-40

Escopo: a P-40 refere-se à conversão de uma semi-submersível existente, anteriormente denominada DB-100, em plataforma de produção, com capacidade de 150.000 bpd e 6.000.000 m^3/dia de gás, a ser instalada em lâmina d'água de 1.080 metros. A P-38 refere-se à conversão de um navio tipo VLCC ("very large crude carrier") existente, anteriormente denominado "T.T. World Eminence", em plataforma tipo FSO ("floating",

"storage" e "offloading"), a qual receberá e armazenará a produção da P-40, para posterior abastecimento de navios aliviadores, instalada em lâmina d'água de 1.030 metros.

Situação atual : a P-38 foi convertida em Cingapura, e a saída do canteiro, com destino ao Brasil, ocorreu em 28/11/2000, estando sua chegada ao Brasil prevista para até 26/01/2001, e primeiro óleo para até 30/05/2001. A P-40 também foi convertida em Cingapura, e saiu do canteiro com destino ao Brasil em 30/11/2000.

Custos em 2000 : a realização de custos no ano, atingiu R$ 547,20 milhões, com a previsão em R$ 332,21 milhões, com índice de realização de 164,7 %.

CAMPOS DE BARRACUDA P-43 e CARATINGA P-48

Escopo P-43 : o desenvolvimento do campo de Barracuda ocorrerá por meio de uma contratação global, incluindo todas as atividades de perfuração e completação dos poços, interligação das linhas flexíveis, com o fornecimento de todos os materiais, inclusive as árvores de natal secas e molhadas, e a conversão de um navio em um FPSO ("floating", "production", "storage" e "offloading"), e a sua instalação, sendo a unidade denominada P-43. O sistema de produção terá capacidade para processar 200.000 bopd e comprimir 6.500.000 Nm^3/dia de gás. A plataforma P-43 operará em lâmina d'água de 785 metros. Houve revisão de escopo, com a retirada da P-41 anteriormente prevista nessa fase.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Escopo P-48 : o desenvolvimento do campo de Caratinga ocorrerá por meio de uma contratação global, incluindo todas as atividades de perfuração e completação dos poços, interligação das linhas flexíveis, com o fornecimento de todos os materiais, inclusive as árvores de natal secas e molhadas, e a conversão de um navio em um FPSO ("floating", "production", "storage" e "offloading"), e a sua instalação, sendo a unidade denominada P-48. O sistema de produção terá capacidade para processar 150.000 bopd e comprimir 6.000.000 Nm^3/dia de gás. A plataforma P-48 operará em lâmina d'água de 1.040 metros.

Situação atual (P-43 e P-48) : mobilizados os escritórios para a condução do projeto e das atividades de engenharia, incluindo as instalações para as equipes de fiscalização da Petrobras. Concluída a verificação do projeto

CARACTERÍSTICAS DOS NOVOS SISTEMAS FLUTUANTES DE PRODUÇÃO

2003

P-48	Caratinga	Jan/2003	FPSO	COBAR

2002

P-43	Barracuda	Dez/2002	FPSO	COBAR

2001

P-40	Marlim Sul	Jul/2001	PB- 200 (DB100)	CODIM
P-38	Marlim Sul	Jul/2001	FSO - World Eminence	CODIM

2000

P-47	Roncador	Mai/2000	FSO-Eastern Strength	CODAR
P-36(*)	Roncador	Mai/2000	SS - Spirit of Columbus	CODAR
P-37(*)	Marlim	Jul/2000	FPSO - Friendship	CODIM
FPSO-VI	Espadarte	Ago/2000	FPSO - Afretado	COBAR

1999

SEILLEAN(*)	Roncador	25/Jan/99	FPSO - Afretado	CODAR
P-35(*)	Marlim	29/Ago/99	FPSO - José Bonifácio	CODIM

1998

UNIDADE	CAMPO	PRIMEIRO ÓLEO	OBSERVAÇÃO	RESPONSÁVEL
P-26(*)	Marlim	25/Mar/98	SS Iliad	CODIM
P-32(*)	Marlim	07/Jun/98	FSO Cairu(trat. óleo)	CODIM
P-27(*)	Voador	20/Jul/98	Área 377/403	COBAR
P-31(*)	Albacora	17/Ago/98	FPSO - Vidal de Negreiros	CODAR
P-33(*)	Marlim	16/Dez/98	FPSO - Henrique Dias	CODIM
P-21(*)	Marimbá	17/Dez/98	Sedco Staflo	E&P-BC

(*)Em Operação

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
CARTÓRIO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Última Atualização sd/Tu/20y, às August 21, 2001 11:55:02

UNIDADES DO E&P-BC

Obs: A data da PROXIMA VISTORIA é a data LIMITE para a CONCLUSÃO da vistoria (Inclusive com a apresentação do relatorio final). Esta vistoria pode ser iniciada até no máximo 6 meses antes deste limite

PLAT	CLASSE	PENULTIMA INTERVENÇAO	ULTIMA INTERVENÇAO	PROXIMA VISTORIA	TIPO	OBS
P-34	LRS				INTERM.	Vistoria iniciada em 20/08/2000. Em 30/09/2000 o vistoriador do Lloyd's Register viu 30 minutos de fita gravada e o relatório parcial e fez observações e solicitações. 1-Não ficou perceptível na filmagem se as porcas de fechamento das tampas das caixas de mar são travadas com contra-pinos. Mostrar na filmagem o detalhe do travamento das tampas. 2-Na popa da embarcação foram limpas 8 áreas de 2m x 1m e apenas 6 foram filmadas. Todas as áreas limpas devem ser filmadas. As áreas devem ser marcadas para facilitar a sua identificação na filmagem. 3-Fazer mais filmagens panorâmicas. 4-Nas filmagens da popa da embarcação apareceu um tubo, provavelmente de descarga, não identificado, no costado. Sempre que aparecer qualquer tubo penetrando no costado, a solda de penetração deve ser limpa, sem a remoção da tinta, e sofrer inspeção visual. 5-Limpar os "chain stoppers", verificar se há danos ou desgaste na fixação das amarras e filmá-los. 6-Limpar e filmar as extremidades das bolinas. 7-Fazer a inspeção visual do chapeamento na região em volta da abertura do "Turret" e filmar. 8-Além da filmagem, tirar fotos, para ilustrar o relatório, dos "chain stoppers" e dos indicadores de ângulo das amarras.
P-26	DNV				INTERM.	Encontra-se em andamento.
P-12	BV	30/3/1995	19/11/1997	[redacted]	INTERM.	O BV autorizou a prorrogacao por 6 meses, alertando que, 19/11/00, será a data final para entrega dos relatórios.
P-15	BV	13/6/1996	1/6/1998	[redacted]	INTERM.	
P-17	BV	24/6/1995	23/6/1998	[redacted]	INTERM.	
P-24	ABS	9/2/1995	16/2/1998	[redacted]	FIN.CL	FOI REALIZADA UMA NOVA VISTORIA SUBMARINA, PARA MONITORAÇÃO DAS TRINCAS CONSTATADAS NO ÚLTIMO RELATÓRIO,VISANDO A CONCESSÃO DE UMA NOVA PRORROGAÇÃO, DO FECHAMENTO DO CICLO DE CLASSIFICAÇÃO E DA VISTORIA SUBMARINA, ATÉ 31/12/00. SEGUNDO O ABS NÃO HAVERÁ NOVA PRORROGAÇÃO DO CICLO, SEM QUE SEJAM ATENDIDAS TODAS AS PENDÊNCIAS EXISTENTES.
P-13	BV	12/8/1995	10/7/1998	10/1/2001	INTERM.	Data a ser confirmada no próximo STATUS do BV.
P-22	ABS	17/1/1996	28/8/1998	31/1/2001	INTERM.	
P-27	ABS		28/2/1998	28/2/2001	INTERM.	
P-31	ABS	11/2/1995	29/5/1998	31/5/2001	INTERM.	

JOSÉ CARLOS PIMENTEL QUEIROZ
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS
É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

UNIDADES DO E&P-BC

Obs: A data da PROXIMA VISTORIA é a data LIMITE para a CONCLUSÃO da vistoria (inclusive com a apresentação do relatorio final). Esta vistoria pode ser iniciada até no máximo 6 meses antes deste limite

PLAT	CLASSE	PENULTIMA INTERVENÇAO	ULTIMA INTERVENÇAO	PROXIMA VISTORIA	TIPO	OBS
P-33	ABS			30/6/2001	INTERM.	
P-07	DNV	30/9/1995	31/7/1998	31/7/2001	INTERM.	
P-32	ABS	16/5/1994	19/7/1997	31/7/2001	INTERM.	
P-23	DNV		31/7/1998	31/7/2001	INTERM.	
P-08	ABS	1/8/1996	15/2/2000	31/8/2001	INTERM.	
P-16	BV	30/5/1997	16/5/1999	16/11/2001	INTERM.	Data da proxima vistoria confirmada pelo Bureau Veritas conforme STATUS de 4/08/99.
P-10	ABS	28/10/1995	25/10/1998	31/12/2001	INTERM.	
P-35	ABS	31/12/1993	31/12/1998	31/12/2001	INTERM.	
P-09	BV	13/4/1996	2/7/1999	2/1/2002	FIN.CL	Data a ser confirmada no próximo STATUS do BV.
P-18	DNV	31/3/1997	31/5/1999	31/3/2002	INTERM.	Data a ser confirmada no próximo STATUS do DNV.
P-20	DNV	30/4/1997	30/4/1999	30/4/2002	FIN.CL	
P-25	ABS	30/10/1997	9/10/2000	30/10/2002	INTERM.	Data a ser confirmada no próximo STATUS do ABS.
P-19	BV	19/11/1997	3/5/2000	3/11/2002	FIN.CL	Data a ser confirmada no proximo status do BV.
P-21	ABS	18/9/1996	17/2/2000	28/2/2003	INTERM.	Data confirmada conforme STATUS do ABS emitido em14/09/2000..
P-47	LRS				FIN.CL	Aguardando STATUS do Lloyds Register definindo a data.
P-37	ABS				FIN.CL	Aguardando Status do ABS definindo a data da Vistoria.
P-36	RINA				FIN.CL	AGUARDANDO A DEFINIÇÃO DA DATA DA PRÓXIMA VISTORIA, POR PARTE DA CLASSIFICADORA (RINA).

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GOMES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

VOTO DO VICE-PRESIDENTE
EDUARDO CUNHA

ANEXO 14B

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

Appendix 1

Change Orders

(see attached)

SEGEN/EMPAB-392/98, de 09 de julho de 1998.

SEGEN/EMPAB-208/99, de 21 de maio de 1999.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

SEGEN/EMPAB-208/99

Rio de Janeiro, 21 de Maio de 1999.

To
PETROMEC INC.

Ref: P-36 Platform

Dear Sir,

As provided for in Clause 12.4 of the Supervision Agreement, we hereby confirm the alterations in the scope of the construction work as per PETROMEC letters QUE.BR.234, dated 11/10/98, QUE.BR.246, dated 11/25/98, QUE.BR.254, dated 12/07/98, QUE.BR.258, dated 12/17/98, and QUE.BR.263, dated 12/23/98, a summary of which is attached.

2. As per Clauses 10, 11, and 12 of said Supervision Agreement, the agreed price of the alterations is US$ 12,877,571.00.

3. We reserve the right to set-off against the agreed price specified in paragraph 2. above, any amount due from you to us under the Deed of Payment and Indemnity entered into between us on 21 May, 1999.

4. Kindly return a copy of this letter with your, and PETRO-DEEP's agreement to the above conditions.

Sincerélly,

Antonio Carlos Alvarez Justi
Project Manager Albacora Field

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

OBS: AS PER ATTACHED, IT IS UNDERSTOOD THAT THE V.O. 013 IS STILL OPEN AND THE APROVED VALUE IS NOT ACCEPTED BY PETROMEC/PETROL

Agreed:
PETROMEC, INC.

Agreed:
PETRO-DEEP, INC.

ERVIÇO DE ENGENHARIA - Empreendimento para Construção das Plataformas e Dutos de Albacora
ua General Canabarro, 500 / 9° andar
els.: (021) 876-3630, 876-3631 Fax. (021) 876-5634
EP 271-900 - Rio de Janeiro - RJ - Brasil

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

Anexo I

ANÁLISE DAS VARIATION ORDERS (VO)

ITEM	DESCRIÇÃO	VALOR PROPOSTO (US$)	VALOR ACORDADO (US$)
VO 013	Impacto no prazo devido às alterações solicitadas pela BRASOIL	18,000,000.00	3,060,000.00 (Nota1)
VO 014	Alterações nos "pipe-racks"	9,272,000.00	1,199,070.00
VO 024	Modificação Nível dos Elevadores	99,362.00	66,479.00
VO 025	Sistema de Controle de Processo	671,520.00	611,745.00
VO 027	Painéis de Controle dos Poços	1,376,000.00	561,000.00
VO 028	Sistema de Detecção de Fogo	807,000.00	300,300.00
VO 031	Modificação Sistema HVAC	1,844,000.00	1,132,000.00
VO 032	Remanejamento Detetores de Gás	227,904.00	200,011.00
VO 037	Fornecimento Energia p/ FSO	500,874.00	427,400.00
VO 041	Modificação Resfriador Intermediário de Água	29,076.00	19,270.00
VO 043	"Manifold" Submarino Gás "Lift"	515,310.00	N.A.
VO 044	Relocação "Deck" Gerador Emergência	82,400.00	16,000.00
VO 045	Sistema Óleo Lubrificante - Bombas de Transferência	52,085.00	52,085.00
VO 046	Modificação Controle de Reciclo - Bombas de Transferência	43,632.00	N.A.
VO 047	Atuadores de Descarga - Bombas de Transferência	80,741.00	N.A.
VO 048	Mudança Selos Mecânicos - Bombas de Transferência	43,147.00	N.A.
VO 049	Proteção Fluxo Mínimo - Bombas de Transferência	91,607.00	N.A.
VO 050	Parada Remota Chaves Partida - Bombas de Transferência	121,500.00	N.A
VO 051	Instalação SCR´s	4,850,000.00	2,030,441.00
VO 075	Modificação Posição Plataforma	9,654,663.00	1,365,261.00
VO 097	Alteração Diâmetro Linhas Gás "Lift"	5,295,354.00	1,836,509.00
TOTAL		53,658,175.00	12,877,571.00

Nota 1 – VO 013 analisada parcialmente. Não foi objeto de acordo.

N.A. – Não Aprovado

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

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

JOSÉ CARLOS PINENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS
É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

ANEXO I

P-36 ALTERAÇÕES DECORRENTES DA RELOCAÇÃO DE MARLIM SUL PARA RONCADOR

No	ITEM	DESCRIÇÃO	VALORES ACEITÁVEIS (US$ (x 1000)
VO 001	SISTEMA DE ANCORAGEM	Aumento de 12 para 16 linhas de ancoragem (1 guincho e 1 fairlead adicional por coluna e acréscimos decorrentes na estrutura)	4,500.00
VO 002	SISTEMA DOS RISERS FLEXÍVEIS	Mudança da filosofia de chegada das linhas flexíveis do *Caisson* central para os bordos e do número e tipo das mesmas	2,384.00
VO 003	REDE DE PROTEÇÃO DOS RISERS	Inclusão da Rede de poliéster, em bombordo e boreste, de modo a proteger os risers, que estão conectados no nível do *spider deck*, ao impacto de barcos	500.00
VO 004	MODIFICAÇÕES DE EMPUXO & ESTABILIDADE	Extensão do *Fairlead box*, criação de caixa de estabilidade no *pontoon* e fechamento do *Caisson* central para satisfazer os requisitos de empuxo e estabilidade	1,816.00
VO 005	EXTENSÃO DO CONVÉS DE POPA E REFORÇOS NO CONVÉS PRINCIPAL	Aumento da extensão do convés e reforços estruturais devido ao requisito de 3 compressores e das dimensões dos pacotes de processo	1,472.00
VO 006	ANÁLISE ESTRUTURAL GLOBAL DA PLATAFORMA	Execução da Análise Global devido as modificações no casco	140,00
VO 007	MANIFOLD	Alteração da especificação de tubulação (ANSI 1500# para ANSI 2500#) e arranjo no *caisson* central	3,344.00
VO 008	LANÇADORES/RECEBEDORES DE PIG (PRODUTORES)	Alteração do número de lançadores de 19 para 23 e mudança da especificação de tubulação (ANSI 1500# para ANSI 2500#)	893.00
VO 010	BOMBAS BOOSTER E DE TRANSFERÊNCIA DE ÓLEO	Aumento na capacidade de exportação de 24.000 m^3/d para 28.600 m^3/d	1,000.00
VO 011	LANÇADORES DE PIG (LINHAS DE EXPORT. ÓLEO)	Alteração do número de lançadores de 2 x 14" para 3 x 12"	427.00

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

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

ANEXO I

P-36 ALTERAÇÕES DECORRENTES DA RELOCAÇÃO DE MARLIM SUL PARA RONCADOR

No	ITEM	DESCRIÇÃO	VALORES ACEITÁVEIS (US$ (x 1000)
VO 012	TURBOCOMPRESSORES	Alteração do escopo de fornecimento para 3 compressores de $2,4x10^6 Nm^3/d$	23,750.00
VO 015	SISTEMA DE DESIDRATAÇÃO E REGENERAÇÃO DO GÁS	Relocação e upgrade do sistema devido ao aumento de vazão de gás e a instalação do pipe-rack na área original	-1,500.00
VO 016	SISTEMA DE GÁS COMBUSTÍVEL	Inclusão de um novo pacote de gás combustível, a ser instalado na nova extensão de popa, devido ao aumento de demanda	600.00
VO 017	LANÇADORES DE PIG (LINHAS DE EXPORT. DE GÁS	Inclusão de lançadores para pig espuma (1 x 14" e 1 x 10")	811.00
VO 018	SISTEMA DO FLARE - HP/LP	Alteração da vazão de gás e o escopo	-
VO 019	SISTEMA DE ÁGUA DE RESFRIAMENTO	Alteração da especificação de sistema aberto para sistema fechado	3,840.00
VO 020	SISTEMA DE INJEÇÃO DE ÁGUA	Alteração da vazão do sistema de 35.000 m^3/d (Marlim Sul) para 24.000 m^3/d (Roncador)	-4,405.00
VO 021	UPGRADE DO SISTEMA DE INJEÇÃO QUÍMICA	Aumento do número de pontos de injeção de 19 para 23	-500.00
VO 022	SISTEMA DE DRENAGEM	Aumento do sistema de drenagem da plataforma devido as extensões da planta	100.00
VO 023	*PIPE-RACK*	Projeto de novo pipe-rack devido ao aumento da planta de processo	800.00
TOTAL			42,972.00

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

5. Kindly return a copy of this letter with your, and PETRO-DEEP's agreement to the above conditions.

Sincerely,

Antonio Carlos Alvarez Justi
Project Manager Albacora Field

Agreed: _____
PETROMEC, INC.

Agreed: _____
PETRO-DEEP, INC.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

COMARCA DE MG

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

SEGEN/EMPAB-392/98

Rio de Janeiro, July 9th, 1998.

TO
PETROMEC INC.

Ref: Platform P-36

Dear Sir,

As provided for in Clause 12.4 of the Supervision Agreement, we hereby confirm the alterations in the scope of the construction work as per PETROMEC letters QUE.BR.108, dated March 27, 1998, and QUE.BR.121, dated April 21, a summary of which is attached.

2. As per Clauses 10, 11, and 12 of said Supervision Agreement, the agreed price of the alterations is US$ 42,972,000.00, to paid as follows:

- 30% upon your formal acceptance to the terms of this letter;
- 45% upon delivery of the turbocompressors to the shipyard;
- 25% upon delivery of the manifolds, launchers and receivers to the shipyard.

3. As a result of these alterations, the time schedule, as defined in Clause 20 of the Bareboat Charter and Purchase Agreement, is extended by tree months from 21 to 24 months.

4. We would appreciate receiving any financing alternatives for payment of the above amounts.

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

SERVIÇO DE ENGENHARIA - Empreendimento para Construção das Plataformas e Dutos de Albacora
Rua General Canabarro, 500 / 9° andar
Tels.: (021) 566-3630, 566-3631 Fax. (021) 566-5634
CEP 20271-900 - Rio de Janeiro - RJ - Brazil

VOTO DO VICE-PRESIDENTE
EDUARDO CUNHA

DOMÍNIO PÚB

ANEXO 14C

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

ABIMAQ
SINDIMAQ

Presidência

São Paulo, 6 de agosto de 1998.
PRE/1.150/98

Excelentíssimo Senhor
Senador EDUARDO MATARAZZO SUPLICY
São Paulo, SP

Assunto: **Mudanças na política de compras da Petrobras**

Prezado Senador Suplicy,

Dando seqüência ao assunto que tivemos a oportunidade de tratar com Vossa Excelência por ocasião da visita com que nos honrou, há poucas semanas, tomamos a liberdade de encaminhar o documento anexo que descreve o que está ocorrendo em relação aos fabricantes brasileiros de equipamentos para prospecção, produção e refino de petróleo e para a indústria petroquímica.

Estamos anexando, também, a título de exemplo, um documento elaborado e divulgado por uma das empresas nacionais de engenharia, contendo a relação de projetos por ela conquistados, nos quais, praticamente todos os equipamentos e componentes estão sendo ou foram encomendados a empresas do exterior.

Na certeza de podermos contar com a atenção com que Vossa Excelência sempre nos distingue, valemo-nos do ensejo para renovar as expressões do nosso melhor apreço.

Cordialmente,

Luiz Carlos Delben Leite
Presidente

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

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA DE MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS
SINDICATO NACIONAL DA INDÚSTRIA DE MAQUINAS
Sede Av. Jabaquara, 2925 - CEP 04045-902 - São Paulo - SP - Brasil
Tel.: 11) 5582-6300 (Presidência) - Fax: (011) 5582-6302 - E-mail: pre@abimaq.org.br
Regionais: Minas Gerais, Paraná, Pernambuco, Rio de Janeiro,
Rio Grande do Sul e Santa Catarina

Mudanças na política de compras da Petrobras

1. Petrobras e a Indústria Brasileira de Equipamentos

O grande esforço nacional implementado a partir da década de 60, no rumo da auto-suficiência na produção de petróleo e da implantação de um completo complexo petroquímico, de um lado, e a necessidade da manutenção de um equilíbrio cambial, de outro, permitiu o surgimento de uma forte parceria entre a Petrobras e a indústria brasileira, na produção local de equipamentos para aquelas atividades.

Mesmo na vigência de regimes especiais que permitiram, durante anos, que a empresa estatal de petróleo importasse seus equipamentos sem o pagamento de direitos, ela teve a ousadia de aceitar o desafio de induzir a indústria nacional a produzir uma gama bastante ampla de equipamentos, tanto para prospecção, produção, transporte e refino de petróleo, quanto para a indústria petroquímica.

Essa política não foi traçada pela Petrobras apenas em função da política de substituição de importações da época, mas sim, como estratégia de desenvolvimento de fornecedores tecnicamente confiáveis para as suas atividades, dada o próprio grau de responsabilidade nelas envolvido.

O desenvolvimento de fornecedores de equipamentos resultou na organização de um cadastro precedido de um rigoroso processo de qualificação, tanto da empresa, do seu processo produtivo, como do produto alvo.

2. Procedimento nas compras de bens e serviços.

Como empresa de economia mista, a Petrobras sempre realizou suas compras de bens e serviços mediante licitação, segundo regras estabelecidas em lei, sem qualquer reserva de mercado para fornecedores nacionais ou estrangeiros, mas condicionada à prévia qualificação através de seu cadastro.

A partir da Emenda Constitucional nº. 9, de 9 de novembro de 1995, que flexibilizou a contratação, pelo União, de empresas para a realização de atividades ligadas à prospecção, produção, refino e comercialização de petróleo e seus derivados, a Petrobras vem mudando seus procedimentos de compra, sobretudo de bens de capital, sob a alegação de que ela, para ser internacionalmente competitiva, precisa realizar seus investimentos de forma ágil e racional. Essa dita racionalidade está levando a empresa a comprar bens de capital em forma de pacotes, tipo "projetos turn key", com as seguintes conseqüências:

* As licitações são, em geral, vencidas por grandes empresas de engenharia;
* Embora os "pacotes" tenham suas especificações técnicas, não chegam até o nível dos respectivos componentes;
* Os componentes, independentemente da sua importância no conjunto do "pacote", acabam sendo comprados, pelas empresas de engenharia, com base tão somente nos respectivos preços.

3394
É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL C...
DIRETOR
É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

3. **Impactos nos fabricantes brasileiros de equipamentos.**

A indústria brasileira de equipamentos não quer, como nunca teve reserva de mercado para os fornecimentos dirigidos à Petrobras, mas entende que as empresas cadastradas não podem ser alijadas dos fornecimentos, depois dos esforços e dos investimentos realizados no decorrer de vários anos de parceria. A absoluta maioria dos fornecedores de máquinas, equipamentos, acessórios e componentes, estabelecidos no País, possuem hoje produtos aprovados pela própria Petrobras e com projetos e processos homologados por ela e por certificações das Normas Técnicas da série ISO 9000.

Todavia, a maior parte dos fabricantes brasileiros de equipamentos vem perdendo seus fornecimentos em virtude de as empresas de engenharia, conhecidas como "empresas pacoteiras", estarem levando em conta apenas o fator preço nas suas aquisições de equipamentos, componentes e partes dos projetos encomendados pela Petrobras.

É claro que as empresas fornecedoras dos "pacotes", não havendo especificações por parte da Petrobras no que se refere aos componentes, tenderão a adquiri-los de supridores que cotarem os menores preços, como forma normal e natural para aumentarem as suas margens de lucro. Não seriam essas empresas que deveriam ponderar, por exemplo, o peso dos fatores do chamado "custo Brasil" incidente sobre os fabricantes brasileiros, nem a confiabilidade em relação aos mesmos fabricantes quando homologados e cadastrados pelo Sermat (Serviço de Materiais) ou pelo Segen (Serviço de Engenharia) da Petrobras.

4. **A responsabilidade dos fornecedores de componentes.**

CONFERE COM O DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

É inquestionável a responsabilidade inerente aos fornecedores de componentes em relação à garantia de desempenho do "pacote", sejam plataformas de perfuração ou de produção, ou de unidades de refino de petróleo. Uma pequena válvula de segurança, de valor unitário de algumas dezenas de dólares, pode comprometer todo um equipamento de milhões de dólares, podendo causar incalculáveis prejuízos de ordem material e até danos pessoais.

Há sérios indícios de que alguns projetos de alta responsabilidade, como plataformas de perfuração e de produção de petróleo *off shore*, executados nestes últimos dois anos, deixaram de incorporar componentes como válvulas, bombas, compressores, redutores, etc, produzidos por tradicionais fabricantes brasileiros homologados pela Petrobras e detentores de certificações de qualidade internacionais, tendo sido substituídos por equipamentos fabricados, principalmente, na China, sem os requisitos e exigências aprovadas e homologadas pela Petrobras.

5. **Ociosidade na indústria nacional.**

A descrita mudança havida na política de compras da Petrobras provocou uma larga ociosidade na indústria nacional de equipamentos voltados ao setor petrolífero e petroquímico. Os fornecimentos primários destinados a plantas e

praticamente desapareceram, restando os decorrentes da reposição de componentes para instalações construídas há mais de dois anos.

Os fabricantes têm desenvolvido intenso trabalho de prospecção de novos mercados, com parcos resultados, diante dos fatores de ordem sistêmica que oneram o produto nacional (câmbio valorizado, elevadas taxas de juros, carga tributária, etc). O mais promissor mercado, o argentino, encontra-se rigidamente reservado aos fabricantes locais por força da política de compras da sua principal empresa petrolífera, a outrora estatal YPF.

6. Revisão da atual política de compras.

Longe de pregar o retrógrado protecionismo ou reservas de mercado, os fabricantes pleiteiam que a Petrobrás, como empresa de economia mista, fundada e desenvolvida com recursos financeiros da sociedade brasileira e que atua, ainda com absoluta hegemonia, no mercado nacional, incorpore as seguintes condições, nas licitações de execução de projetos ou "pacotes" de novas plantas ou unidades de produção:

* Especificar que os equipamentos a serem incorporados nesses projetos sejam adquiridos, obrigatoriamente, de fornecedores, nacionais ou estrangeiros, devidamente cadastrados no Sermat ou Sergen;

* Exigir, no cadastramento de fornecedores estrangeiros, as mesmas condições de habilitação aplicadas aos fabricantes locais de equipamentos, componentes, partes, etc.

(Abimaq/Dir - 040898)

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

339

VOTO DO VICE-PRESIDENTE EDUARDO CUNHA

ANEXO 14D

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

SEGEN/GASBOL/COGASB-SUL/SEMON, SEGEN/EMSAO/COCAP/SEMON-I, SEGEN/EMSAO/COCAP/SEMON-II, SEGEN/EMBAR/COPLAT-P45/SESGE, SEGEN/EMSUL/COPROJ, SEGEN/EMSUD/COPROJ, SEGEN/EMNEST/COPROJ, SEGEN/EMNOR/COPROJ-I, SEGEN/EMNOR/COPROJ-II, SEGEN/EMSAO/COPROJ, SEGEN/EMBAR/COPROJ, SEGEN/EMBAR/COAPO, SEGEN/EMPMAR/COPROJ, SEGEN/EMPMAR/COAPO, SEGEN/EMPAB/COPROJ, SEGEN/EMPAB/COAPO, SEGEN/ENAVAL/COPROJ, SEGEN/ENAVAL/COAPO, SEGEN/GEINP/COPMAR, SEGEN/GASBOL/COPLAC, SEGEN/GASBOL/COPLAC/COTRAT, SEGEN/GASBOL/COPROM, SEGEN/GASBOL/COPROM/COPROJ, SEGEN/GASBOL/COPROM/COPRIM, SEGEN/GASBOL/COPROM/COMON, SEGEN/GEINP/COAPO, SEGEN/GEINP/COMON, E&P/SUEX-SSE, E&P/CODAB, E&P/CODIM, E&P/COBAR, E&P/COBISA, E&P-BC/GG, E&P-BC/GEPRO, SEJUR/DIECON, SEJUR/DICONT, SEJUR/SUPER, ASPLAF/GERISC/SESEG, E&P/GEINAV, Jose Miranda Formigli Filho, Andre Lima Cordeiro, Osmond Coelho Junior, Walber Pereira de Souza, Samir Passos Awad, Jose Luiz Marcusso, Jose Antonio Pinheiro Pires, Julio Eustaquio Gontijo, Mauro Coutinho Fernandes, Jose Antonio de Figueiredo, Claudio Siqueira Vianna, Laerte Rocha Pires, Flavio Jose da Cunha Pereira Pinto, Wilson Schumann, Carlos Cunha Dias Henriques, Carlos Fernando Fontenelle Dumans, Jose Roberto Ferreira Moreira, Paulo Sergio Rovina, Mauro Koji Mihaguti, Celia Maria Ferraz Nakano, Mauricio de Azevedo Avila, Ana Maria Blanco Mecking, Martha Silva Santos, Carlos Teodoro Bussmann, Ayres de Azevedo Filho, Kazuioshi Minami, Arney Marques Da Silva, Marcos Carpigiani, Sergio Ricardo Dreyer, Carlos Alberto Pereira de Oliveira, Celso Carlos Martins, E&P/GEDEP, Luciana Bastos de Freitas Rachid, Aglairton Pereira De Melo, Edilso Macedo Lopes Borges, Vagno Thomaz, Valerio Fabian, Maria Carmem Moreira Bezerra, Sergio Ribeiro de Almeida, Alexandre Zacarias Ignacio Pereira, Flavio Ramos Torres, Helio Alves de Souza Junior, Paulo Sergio Rovina, Marcos Felipe Dominguez Bocos, Claronildo de Covas Santos, Ana Cristina Nassur Espinosa, Luiz Carlos Maia Monteiro, Luis Fernando Neumann, Elizabeth Compagnoni Lima, Leila Ventura Abreu, CENPES/DIPREX, CENPES/SUEP, Jose Cesar Martins Pacheco, Dalton Rubens de Macedo, Jorge Luiz Nogueira de Morais, E&P/SUEX, E&P/GERPRO, Luiz Felipe, Roberto Cesar Andrade

Assunto: Campo de Roncador - Plataforma [redacted]

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

Deixou ontem Quebec, com destino ao Brasil, a Plataforma PETROBRAS-36 (Ex Spirit of Columbus). Após dois anos no estaleiro da DAVIE, foram concluídos os serviços de "upgrade" da unidade agora com capacidade para processar 180.000 bbl/dia de óleo e 7.200.000 Nm3/dia de gás, sendo assim uma das maiores plataformas do mundo.

2. Toda a equipe da PETROBRAS envolvida merece ser

parabenizada e pode se orgulhar por ter concluído mais esse projeto, o que viabilizará, após 3,5 anos, a entrada em operação do sistema definitivo do Campo de Roncador, descoberto em outubro/96.

3. Juntamente com o FSO PETROBRAS-47, já ancorado na Bacia de Campos, irá promover o desenvolvimento do Modulo I desse campo gigante, e permitirá o atingimento das metas de produção de 1.300.000 bbl/dia para o ano 2000.

4. Muitos obstáculos foram superados, muitos desafios tecnológicos foram vencidos nesse período, firmando ainda mais a capacitação e a liderança da Cia. em águas profundas e ultra profundas.

5. Com duração de cerca de 20 dias, a partir de 23/10, o transporte transoceânico ("dry tow") da plataforma de 32400 ton., a bordo do navio MIGHT SERVANT I, será o próximo desafio a ser enfrentado e o maior transporte a ser feito desse tipo.

6. Finalizando, gostaria de agradecer e parabenizar todos que, direta ou indiretamente, contribuiram para o resultado alcançado nessa etapa.

Atenciosamente,

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

Antonio Carlos Alvarez Justi
Chefe do Empreend p/ Constr Plataf Dutos Albacora

Anexos:

---------- Forwarded Message ----------
From : SEGEN/EMPAB
Subject : DIPTLX.DIP
DadosAdicionaisDIPTLX
CI
ORGANIZACAO
SEGEN/EMPAB 000494/99
N

VOTO DO VICE-PRESIDENTE
EDUARDO CUNHA

Anexo 15

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

PETROBRAS

Documento Interno Petrobras - DIP

Rio de Janeiro, 24/09/1999

SEGEN/EMPAB 000441/1999

Para: E&P/GETRAT

Assunto: Plataforma [redacted]

Encaminhamos as informações necessárias para atendimento ao ofício n° 197/99 do Tribunal de Contas da União, com relação ao "upgrade" da plataforma [redacted]

Item I.e) não revogação dos contratos que têm por objeto o afretamento das plataformas Amethysts 2 e 3, bem como do que visa a modificação - upgrade - da plataforma de produção P[redacted] quando se sabia de atrasos no cronograma dos trabalhos, só o fazendo posteriormente, permitindo prejuízos à empresa decorrentes da diminuição de sua capacidade produtiva projetada;

Resposta: O atraso no cronograma das obras de modificação da plataforma [redacted] foi basicamente decorrente das modificações introduzidas no projeto pela PETROBRAS, em função dos dados obtidos com a perfuração dos demais poços exploratórios no campo de Roncador.

Item III) a fundamentação legal para a contratação direta da empresa Marítima Navegação e Engenharia Ltda, visando a modificação - upgrade - da plataforma de produção P[redacted] bem como de cópia do contrato decorrente, inclusos eventuais termos aditivos, e demais atos praticados com relaçãc a esse contrato;

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

Resposta: Encaminhamos conforme abaixo indicados os documentos que fundamentam juridicamente e aprovam a contratação.

DIP SEJUR/DICONT-6181/95, de 05/10/95;
Relatório de Comissão da Negociação, datado de 10/10/96;
Ata D.E. 4.072, item 12, de 31/10/96;
Atas C.A. 1.101, item 8, e D.E. 4.079, item 1, datadas de 19/12/96.

Seguem também cópia dos principais contratos decorrentes da negociação, bem como termo aditivo praticado com relação a esse contrato.

Head Purchase Agreement, datado de 20/06/97;
Bareboat Charter and Purchase Agreement, datado de 20/06/97;
Bareboat Sub-Charter Agreement, datado de 20/06/97;
Supervision Agreement, datado de 20/06/97;
Deed of Payment and Indemnity, datado de 21/05/99.

Atenciosamente,

Antonio Carlos Alvarez Justi
Chefe do Empreend p/ Constr Plataf Dutos Albacora

Anexos:

---------- Forwarded Message ----------
From : SEGEN/EMPAB
Subject : DIPTLX.DIP
DadosAdicionaisDIPTLX
CI
DOCUMENTACAO
SEGEN/EMPAB 000441/99
N
HISTORICO
---------- End Forwarded Message ----------

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

VOTO DO VICE-PRESIDENTE EDUARDO CUNHA

Anexo 16

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

PETROBRAS

Documento Interno Petrobras - DIP

Macaé, 30/06/2000

E&P-BC/GG 258/2000

Para: E&P/SUEX-SSE

Assunto: Mudança da Bandeira de Registro.

Tendo em vista o DIP E&P/GERLOG 033/2000, do qual destacamos alguns pontos e incluímos alguns dados adicionais, solicitamos a mudança da Bandeira de Registro da Petrobrás 36 de Italiana para Panamenha, bem como a retirada da notação AUTO-PROPELIDA de sua classificação, pelas razões abaixo:

1. O contrato da plataforma, celebrado por doze anos em janeiro de 1997, obriga a manutenção da Bandeira Italiana. O proprietário concordou, verbalmente, com a exclusão desta exigência, que estava ligado a vantagens financeiras a SANA Spa já quitadas;

2. Dentre as exigências contratuais está a manutenção de classe da unidade como sendo de PERFURAÇÃO, PRODUÇÃO E AUTO-PROPELIDA. A esta classificação está sendo adicionada a notação PMS - PLANNED MAINTENANCE SYSTEM, complementar a exigências ligadas ao ISM CODE. A condição de auto-propelida nunca será atendida pois os mecanismos de propulsão encontram-se completamente desativados e a unidade está ancorada através de 16 linhas, além das 88 linhas de óleo e gás;

3. A notação AUTO-PROPELIDA obriga, perante a legislação Brasileira, à contratação de marítimos da Marinha Mercante, colocando em cheque o Acordo Coletivo da PETROBRAS com a Classe dos Marítimos;

4. O registro Italiano não aceita algarismos romanos em nomes de embarcação, estando a P-36 registrada, efetivamente no porto de Napoli, como PETROBRAS TRENTASEI;

5. A Bandeira Italiana associada à notação de auto-propelida da unidade, implica na adoção do ISM CODE até junho de 2000, decisão adotada unilateralmente pelo Governo Italiano. A determinação da IMO - International

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Maritime Organization- estipula julho de 2002 como data limite. Operacionamente, a implantação do sistema dura pelo menos um ano;

6. A certificação para o ISM CODE, para o caso de navios sob Bandeira Italiana, é feita pelo próprio Governo Italiano, não sendo permitido o uso de qualquer instituição internacional reconhecida para este fim. Documentos adicionais requeridos pela legislação Italiana obriga a contratação de terceiros, na Itália, para atendimento das exigências;

7. Para fins trabalhistas e legais, a unidade deve ter uma Operadora Italiana, com sede no local do Porto de Registro. Para tal, foi contratada a GENAV pela PETROBRAS, com sede em Napoli, que é a interlocutora oficial junto às autoridades Italianas.

8. Para atender ao ISM CODE, a emissão dos documentos da certificação obriga à constituição da "empresa" GP-36, uma vez que um dos documentos é emitido em nome do gerente da mesma e o segundo ao capitão da unidade;

9. Requisitos adicionais Italianos obrigam a contratação de tripulantes Italianos. O quantitativo é determinado por uma negociação tripartite: Governo Italiano, Operador (GENAV representando a PETROBRAS) e os sindicatos de classe, e tem lugar na Itália. Esta negociação determina a contratação de 25 marítimos para a unidade. Os postos chaves devem ser Italianos e os demais podem ser brasileiros, o que impacta o referido em 3 acima;

10. Dentre os tripulantes Italianos encontra-se o capitão, que passa a ser a autoridade maior à bordo numa mudança radical da forma de trabalho adotada na Bacia de Campos, relegando o COPLAT a uma posição de responsabilidade apenas sobre a tripulação industrial, excluídos segurança, saúde, movimentação de cargas, comunicações e outros, que passam a ser responsabilidade do capitão;

É CÓPIA FIEL DO DOC
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

11. As determinações Italianas obrigam que as documentações de bordo utilizem a língua Italiana (Registros de Bordo, SMS, etc). Isto é mais um complicador, uma vez que temos já o Português e o Inglês como língua oficial do contrato de afretamento;

12. Legislação do Ministério do Trabalho do Brasil obriga a PETROBRAS que faça um aporte em investimento de R$ 200.000,00 para cada profissional estrangeiro contratado para trabalhar no país;

13. Em função das exigências acima, já temos um custo anual adicional de US$ 1.700.000,00 para manter a Bandeira Italiana e a notação AUTO-PROPELIDA. Este custo se refere a pessoal de bordo e agente italiano, taxas italianas, ISM code, inspeções do Governo Italiano, empresa operadora (GENAV), manutenção do GMDSS (rádio internacional de socorro) e certificações extras. A título de comparação , as demais bandeiras de conveniência adotadas pela PETROBRAS apresentam um custo médio de US$ 75.000,00 por ano.

Atenciosamente,

Carlos Eduardo Sardenberg Bellot
Gerente Geral de E&P - Bacia de Campos

C/C: E&P-BC/NUPRO-AB, E&P-BC/GP-36, E&P-BC/GEPRO, E&P/GEINAV, E&P/GERLOG

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

VOTO DO VICE-PRESIDENTE
EDUARDO CUNHA

Anexo 17

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

PETROBRAS

Documento Interno Petrobras - DIP

Rio de Janeiro, 20/07/99

SEGEN/EMPAB 000320/1999

Para: E&P-BC/GEDEP

Assunto: Plataforma P-36

Conforme reuniões estabelecidas anteriormente, o SEGEN deveria verificar a possibilidade de executar os serviços abaixo indicados não previstos contratualmente.

- Substituir e adequar o sistema de pintura da P-36 na zona de variação de maré.

- Executar os testes hidrostáticos para atender à NR-13 nos vasos dos sistemas existentes ("as-is") que não seriam alterados com o "up grade".

2. Verificamos a possibilidade de executar os trabalhos no estaleiro da DAVIE, no entanto, tendo em vista os serviços de escopo que são nessários ainda serem concluídos, antes da saída da plataforma, não obtivemos sucesso.

3. Fazendo uma avaliação da possibilidade de executar os serviços no Brasil, concluimos pela sua viabilidade, enquanto a plataforma estiver aguardando a conclusão dos serviços de pré-instalação das amarras, que segundo o cronograma do E&P, deve ocorrer até 30.12.99.

4. A estimativa de custos para esse trabalho no Brasil é de cerca

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

de US$ 600,000.00, incluindo os testes hidrostáticos nos equipamentos "as is" da plataforma.

5. Estamos iniciando as providências para contratação desses serviços, que poderão ser contratados diretamente pela PETROBRAS ou através da PETROMEC. Para sua formalização final, tendo em vista as últimas orientações da Superintendencia do SEGEN, o E&P deverá obter a aprovação do E&P/SUEX (Eng. Rodolfo) que, se de acordo, encaminhará ao SEGEN/SUPER.

6. Ficamos portanto aguardando sua manifestação sobre o referido assunto.

Atenciosamente.

Antonio Carlos Alvarez Justi
Chefe do Empreend p/ Constr Plataf Dutos Albacora

C/C: SEGEN/SUPEP, SEGEN/SUPER, SEGEN/EMPAB/COPLAT-P36, E&P/CODAB, Mauro Coutinho Fernandes
Anexos:

---------- Forwarded Message ----------
From : SEGEN/EMPAB
Subject : DIPTLX.DIP
DadosAdicionaisDIPTLX
CI
DOCUMENTACAO
SEGEN/EMPAB 000320/99
N
LEGAL
---------- End Forwarded Message ----------

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

A negociação para compra da *Spirit of Columbus* como UEP-1 de Marlim Sul envolvia discussões em torno de um pacote de especificações técnicas - lideradas pelo documento de descrição geral - a GTS, bem como dos anexos do contrato propriamente dito, com seu nove anexos. O décimo anexo foi criado em virtude da negociação, contendo situações especiais referentes ao atendimento ou não dos requisitos PETROBRAS incluídos na negociação de compra e execução do upgrade da unidade.

Além das situações qualificadas no *Annex X - Deviations of Basic Design*, o anexo contratual VIII – *Directives for Commissioning and Start-Up Plan*, em seu subitem 3.1.3 categorizou os sistemas da unidade em 4 grupos (status 1, 2, 3 e 4):

1. Sistemas da unidade que estão em serviço[1] e não são afetados pelo escopo do upgrade. Tais sistemas não serão retestados e deverão ser aceitos sob evidência de registros de testes anteriores e aceitação pela Sociedade Certificadora.
2. Sistemas existentes que serão modificados como consequência do upgrade. Tais sistemas serão retestados na totalidade ou parcialmente nas áreas afetadas, conforme a extensão da modificação.
3. Novos equipamentos/sistemas instalados como consequência do upgrade que podem ser levados à fase de partida assistida / aceitação (TTAS) no canteiro.
4. Novos equipamentos / sistemas instalados como consequência do upgrade e que requerem óleo ou gás para completarem os testes de aceitação. Tais sistemas serão completados até a fase de Aceitação Mecânica[2] pela BRASOIL. A completação da Pré-Operação e dos Testes de Aceitação serão offshore com assistência técnica acordada e do contratado[3].

Complementando as qualificações do citado anexo X, esta categorização significou a exclusão daqueles equipamentos/sistemas não sujeitos a modificação do escopo do contrato de upgrade. Uma vez que a taxa diária de afretamento inclui o pagamento das obras de *upgrade* para Marlim Sul, a aplicação de qualquer requisito PETROBRAS aos equipamentos *as is* fica sujeita a pagamento suplementar. Adicional ao exposto. também embutido no corpo do contrato, está a aceitação dos equipamentos incluídos na categoria 1 citada acima. Tais sistemas / equipamentos / estruturas passaram a ser chamados de *AS IS*, uma vez que foram aceitos no estado e onde estivessem (*as is and where is*).

Os equipamentos precisavam ser mantidos em operação ou hibernados desde o canteiro de fabricação em Palermo até a data da saída do canteiro. Após a negociação da unidade, a PETROBRAS optou por contratar a operação e manutenção da unidade. tendo sido assinado um adendo contratual com a Petrodeep acerca da matéria. Na Itália havia uma equipe mínima embarcada, não PETROBRAS, encarregada de operar e manter os equipamentos necessários, hibernando os demais. Esta equipe, que já habitava a plataforma em Palermo, continuou a operação e manutenção da mesma sem procedimentos ou orientações da BRASOIL, mediante reembolso de mão de obra, partes e consumíveis, até a entrega da plataforma à guarda da Davie Industries no Canadá. Este adendo restringe-se à operação do dia a dia e pequenas manutenções corretivas.

Uma vez que os equipamentos e sistemas que não eram parte do escopo da obra (o *as is*) precisavam manter o status adequado tanto para as fases de obra, transporte e ancoragem na Bacia de Campos, até a implantação das rotinas de manutenção do dia a dia, estes foram transferidos para a Davie Industries, durante a fase de canteiro, que elaborou um relatório de estado. Problemas registrados com os sistemas existentes, são apresentados a BRASOIL na forma de DAR – *Defective Advice Report* – que decide sobre qual ação será efetivada. Tais sistemas, hoje responsabilidade da Davie, serão devolvidos a PETROBRAS – *as is* – em conformidade com o relatório de estado de recebimento. Em função da criticidade dos sistemas, a E&P-BC deslocou uma forca tarefa especial, a partir de março de 1998, para levantamento de pendências, análise de DAR e manutenções corretivas dos sistemas *as is*.

É COPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

[1] Em serviço quando da negociação da plataforma.
[2] Aprovação pela BRASOIL da documentação completa sobre commisioning, das condições gerais de montagem, atendimento da rede de precedência, aceitação da lista de pendências categorizadas em A (impeditivas para passar à próxima fase) e B.
[3] Petromec

Na ocasião da negociação a E&P-BC já demonstrou sua insatisfação com alguns itens, devido a desvios significativos entre o existente e os requisitos E&P-BC, por ter sido a unidade concebida para perfuração com um sistema de tratamento de óleo de pequenas dimensões, não dimensionado para 20 anos na locação.

Foi, então, elaborado um documento, encaminhado ao SEGEN à época, listando os itens retirados da negociação da aquisição da P-36 para Marlim Sul e considerados imprescindíveis pela E&P-BC. Tais itens foram categorizados em três situações: 1 - **legais / normativos**, 2 - **técnicos / logísticos** e 3 - **a serem executados durante a operação**. Os legais e normativos referiam-se à requisitos incluídos na documentação técnica como exigências da legislação brasileira ou de outros órgãos reguladores da atividade industrial, sendo que os de principal destaque era o enquadramento dos equipamentos existentes na NR-13; no técnicos / logísticos o principal desvio referia-se à retirada da aplicação dos princípios de *procurement*, *commissioning* e *engineering*[4] nos equipamentos existentes e substituição das linhas de água do mar existentes de aço carbono por cobre níquel e a revalidação/reparo da pintura existente; no último item enquadram-se itens que, embora representem desvios dos requisitos do órgão operacional, foi entendimento que os mesmos não apresentavam riscos à segurança, meio ambiente ou continuidade operacional e, além disso, podem ser executados sem impactos significativos durante a operação da unidade.

Os encaminhamentos questões extra contratuais foram através de Solicitações de Modificação de Projeto, encaminhadas ao SEGEN para avaliação de impacto e custo após analisadas pelos órgãos pertinentes. Quando da devolução das SMPs com os impactos avaliados, coube ao E&P, através do CODAB, a decisão final da implantação ou não do solicitado diante da análise de custo benefício e da oportunidade de execução. Dois casos, no entanto, permaneceram por tempo longo - quando comparado com o prazo da obra no canteiro no Canadá - sem ação. Estes casos referem-se à adequação dos equipamentos existentes à NR-13, sendo que a posição acordada pela E&P-BC e pelo SEGEN ao fim das negociações de aquisição da unidade era a execução pelo SEGEN não devendo entrar como escopo do atual contrato[5]; e a revalidação da pintura ficaria a cargo do SEGEN.

Com o passar do tempo, estes pontos tomaram rumos diferentes, em função de modificações de cenário. Conforme reunião realizada em Quebec em Março de 1998, entre E&P/CODAB, E&P-BC/GEDEP/GPAB e SEGEN/EMPAB, foi acertado que solicitações extra escopo ligadas aos sistemas existentes teriam o encaminhamento de SMP, sendo submetidas ao CODAB para aprovação, tendo um limite de recursos de US$ 4 milhões, oriundos de orçamento da GEDEP/GPAB para sobressalentes, tendo hoje as seguintes posições:

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMA
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIA

- NR-13 – A equipe GEINSP no canteiro levantou as necessidades para enquadramento dos equipamentos existentes dentro da NR-13, sendo que a parte referente a documentação encontra-se sob execução E&P-BC e a calibração de PSVs contratada a terceiros, via Davie Industries. A execução dos testes hidrostáticos tem a posição do SEGEN de serem executados em janelas daqueles que são escopo do upgrade ou em sequência aos mesmos. Potencial impacto: não atendimento do requisito E&P-BC de saída do canteiro sem pendências referentes a NR-13, incluindo a etapa que a unidade deve permanecer fundeada for a da locação.
- Pintura - Emitida a SMP 023, quando a E&P-BC entendeu que a adequação da pintura na Zona de Variação de Maré deve ser executada na fase de canteiro. O entendimento SEGEN é de que a pintura existente atende, baseado em relatório emitido pela Internacional. Tal relatório foi reanalisado pela E&P-BC/GEINSP e CENPES que deram parecer contrário e mantém a posição de substituição do sistema da pintura na ZVM.

[4] *Procurement*, *Commissioning* e *Engineering* são anexos do contrato que tratam das condições de compra, entrega, liberação de alfândega, embalagem, treinamento para supervisores PETROBRAS, programas básicos de treinamento, sobressalentes, documentação, atividades mínimas de pré-operação e partida, testes e condições mínimas de aceitação de sistemas.

[5] Já existia a orientação de não aumentar o valor do contrato com a Marítima.

A não execução das atividades referentes a NR-13 antes da ida para a locação final apresenta as seguintes desvantagens, além do não atendimento de dispositivos legais:

1. Obra simultânea com a operação (implicações em liberação de serviço, questões de segurança, etc.)
2. Custo mais elevado.
3. Maior prazo para atendimento dos requisitos E&P-BC.
4. Logística mais complicada
5. Dificuldades ambientais.
6. Alojamento e salvatagem restritos.
7. Plataforma vai para a locação com pendências hoje julgadas fundamentais pela E&P-BC (Ex. NR-13)

Originalmente toda a pintura existente estava sob questão em função do estado e da não adequação ao requisito de 20 anos na locação, tendo sido pedida a revalidação da garantia da pintura por 24 meses. Esta solicitação foi gerada em 1997, tornando-se, hoje, inócua. Posteriormente, fruto de missão ao canteiro da P-36[6] da E&P-BC/GEINSP, foi gerado o relatório que serviu de base para a discussão acerca do estado da pintura e de que ações deveriam ser tomadas. Após discussões diversas no âmbito da E&P-BC, com apoio técnico do CENPES, foi emitida a diretriz de somente se executar na fase de canteiro o mínimo possível e, além disso, restrito ao que fosse de extrema dificuldade de fazer durante a operação da unidade na locação.

A conclusão da E&P-BC, então, foi de que a área que deveria ser pintada ainda com a plataforma no estaleiro era a Zona de Variação de Maré (ZVM), conforme relatório da E&P-BC/GEINSP de 04/09/98. O novo calado de operação que expôs áreas anteriormente submersas, a estimativa de vida útil reduzida da pintura existente, a natureza do esquema de pintura existente que não é de domínio da PETROBRAS, o estado de degradação do revestimento existente e a dificuldade de execução dos serviços offshore exatamente por estar localizado na zona de variação de maré agravado pelas restrições metereológicas e ambientais, foram os fatores que culminaram na emissão da SMP023/98, em 14 de setembro de 1998, solicitando a substituição do esquema de pintura existente pelo padrão PETROBRAS.

Àquela época o entendimento, por parte do SEGEN, era de que a execução da pintura na ZVM não poderia ser executada antes da montagem do *Spider Deck*, uma vez que a responsabilidade de reparo da pintura nas zonas danificadas pela obra são escopo do upgrade e poderiam levar a um conflito de entendimento, e posteriormente, que a pintura não poderia ser executada durante o inverno canadense (restrições de temperatura). Isto levou a postergação dos levantamentos de impactos de prazo e custo para o período pós inverno.

Quando do reinício das discussões acerca dos impactos de prazo e custo, já estimados pela E&P-BC – baseados em dados históricos[7] – após o inverno, foi questionado pelo SEGEN a pertinência dos argumentos técnicos para a troca do esquema de pintura na ZVM. Novas rodadas de discussões foram iniciadas, envolvendo na E&P-BC a GEINSP, GEDEP e GEICOM, o CENPES, a International Paint[8], tendo o SEGEN encomendado internamente um parecer acerca da mesma questão. Em recente tomada de preços, o SEGEN informou que o prazo para realização é de 45 dias e tem um custo da ordem de R$ 650 mil. Todas as discussões levaram ao ponto da SMP em referência.

Todo este amadurecimento de opiniões e considerações acerca da pertinência e da melhor época de se realizar a substituição do esquema de pintura da ZVM levou mais de 1 ano e, em virtude do atual cronograma da obra e das modificações organizacionais acerca de solicitações de modificação de escopo de contratos ora em andamento, levam à ressubmissão do tema para aprovação. Uma vez que a unidade deve permanecer em águas abrigadas para conclusão dos serviços escopo do upgrade no Brasil, durante um prazo hoje estimado em três meses, entendemos que todas as premissas apresentadas que levaram à emissão da SMP em questão ainda são válidas.

[6] Em junho de 1998.
[7] Prazo máximo de dois meses, custo de US$400 mil.
[8] Fabricante da tinta e do método de aplicação do revestimento existente.

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

PETROBRAS

Documento Interno Petrobras - DIP

Rio de Janeiro, 29/07/99

SEGEN/SUPER 000503/1999

Para: E&P/SUEX-SSE

Assunto: Indicação de Representante.

Está sendo convertida no estaleiro da DAVIE INDUSTRIES em Quebec, no Canadá, a plataforma Petrobrás P-36, unidade estacionária de produção (UEP), a ser instalada no módulo I do Campo de Roncador. Os serviços no estaleiro estão em fase de conclusão e o transporte da unidade está previsto iniciar em setembro próximo.

2. Para subsidiar o SEGEN na análise dos trabalhos realizados até então e com o objetivo de avaliar os custos efetivamente incorridos com a conversão da unidade, para o Campo de Roncador, informação importante para subsidiar nossa análise das reivindicações de alterações de projeto apresentadas pela Contratada, solicitamos a indicação do representante desse órgão para participar destes trabalhos, cujo relatório estamos prevendo esteja emitido até 13.08.99.

Atenciosamente,

CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Luiz Eduardo Guimarães Carneiro
Superintendente do Servico de Engenharia

C/C: AUDIN/SUPER, SEGEN/EMPAB
Anexos:

---------- Forwarded Message ----------

From : SEGEN/SUPER
Subject : DIPTLX.DIP
DadosAdicionaisDIPTLX
CI
CONTRATOS
SEGEN/SUPER 000503/99
N
DECISORIO

---------- End Forwarded Message ----------

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

PETROBRAS

Documento Interno Petrobras - DIP

Rio de Janeiro, 29/07/99

SEGEN/EMPAB/COAPO 000340/1999

Para: E&P/GEINAV

Assunto: Seguro P&I - Plataforma P-36

Considerando que a Dockwise N.V. está sendo contratada pela Petromec para a execução do transporte de retornó ao Brasil da plataforma P-36, solicitamos verificar possibilidade de inclusão da referida empresa no seguro P&I, conforme sugerido no item 2 da carta LAS 134/99, de 07.07.99, que segue via malote, juntamente com cópia do contrato de transporte assinado entre a Petromec e a Dockwise.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Atenciosamente,

Leila Fontes Gondim
Coordenador de Apoio

Anexos:

---------- Forwarded Message ----------
From : SEGEN/EMPAB/COAPO
Subject : DIPTLX.DIP
DadosAdicionaisDIPTLX
CI
CONTRATOS
SEGEN/EMPAB/COAPO 000340/99
N
ROTINEIRO

d) procedimentos gerais de segurança, saúde e de preservação do meio ambiente.

13.3.2 Os instrumentos e controles de caldeiras devem ser mantidos calibrados e em boas condições operacionais, constituindo condição de risco grave e iminente o emprego de artifícios que neutralizem sistemas de controle e segurança da caldeira. (113.017-0 / I2)

13.3.3 A qualidade da água deve ser controlada e tratamentos devem ser implementados, quando necessários para compatibilizar suas propriedades físico-químicas com os parâmetros de operação da caldeira. (113.018-8 /I4)

13.3.4 Toda caldeira a vapor deve estar obrigatoriamente sob operação e controle de operador de caldeira, sendo que o não - atendimento a esta exigência caracteriza condição de risco grave e iminente.

13.3.5 Para efeito desta NR, será considerado operador de caldeira aquele que satisfizer pelo menos uma das seguintes condições:0,

a) possuir certificado de "Treinamento de Segurança na Operação de Caldeiras" e comprovação de estágio prático (b) conforme subitem 13.3.11;

b) possuir certificado de "Treinamento de Segurança na Operação de Caldeiras" previsto na NR 13 aprovada pela Portaria n° 02, de 08.05.84;

c) possuir comprovação de pelo menos 3 (três) anos de experiência nessa atividade, até 08 de maio de 1984.

13.3.6 O pré-requisito mínimo para participação como aluno, no "Treinamento de Segurança na Operação de Caldeiras" é o atestado de conclusão do 1° grau.

13.3.7 O "Treinamento de Segurança na Operação de Caldeiras" deve, obrigatoriamente:

a) ser supervisionado tecnicamente por "Profissional Habilitado" citado no subitem 13.1.2;

b) ser ministrado por profissionais capacitados para esse fim;

c) obedecer, no mínimo, ao currículo proposto no Anexo I-A desta NR.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGI
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

13.3.8 Os responsáveis pela promoção do "Treinamento de Segurança na Operação de Caldeiras" estarão sujeitos ao impedimento de ministrar novos cursos, bem como a outras sanções legais cabíveis, no caso de inobservância do disposto no subitem 13.3.7.

13.3.9 Todo operador de caldeira deve cumprir um estágio prático, na operação da própria caldeira que irá operar, o qual deverá ser supervisionado, documentado e ter duração mínima de: (113.019-6 / I4)

a) caldeiras da categoria A: 80 (oitenta) horas;

b) caldeiras da categoria B: 60 (sessenta) horas;

c) caldeiras da categoria C: 40 (quarenta) horas.

13.3.10 O estabelecimento onde for realizado o estágio prático supervisionado, deve informar previamente à representação sindical da categoria profissional predominante no estabelecimento: (113.020-0 / I3)

a) período de realização do estágio;

b) entidade, empresa ou profissional responsável pelo "Treinamento de Segurança na Operação de Caldeiras";

c) relação dos participantes do estágio.

13.3.11 A reciclagem de operadores deve ser permanente, por meio de constantes informações das condições físicas e operacionais dos equipamentos, atualização técnica, informações de segurança, participação em cursos, palestras e eventos pertinentes. (113.021-8 / I2)

13.3.12 Constitui condição de risco grave e iminente a operação de qualquer caldeira em condições diferentes das previstas no projeto original, sem que:

a) seja reprojetada levando em consideração todas as variáveis envolvidas na nova condição de operação;

b) sejam adotados todos os procedimentos de segurança decorrentes de sua nova classificação no que se refere a instalação, operação, manutenção e inspeção.

E CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

NR 13 - Caldeiras e Vasos de Pressão (113.000-5)

13.1 Caldeiras a vapor - disposições gerais.

13.1.1 Caldeiras a vapor são equipamentos destinados a produzir e acumular vapor sob pressão superior à atmosférica, utilizando qualquer fonte de energia, excetuando-se os refervedores e equipamentos similares utilizados em unidades de processo.

13.1.2 Para efeito desta NR, considera-se "Profissional Habilitado" aquele que tem competência legal para o exercício da profissão de engenheiro na atividades referentes a projeto de construção, acompanhamento operação e manutenção, inspeção e supervisão de inspeção de caldeiras e vasos de pressão, em conformidade com a regulamentação profissional vigente no País.

13.1.3 Pressão Máxima de Trabalho Permitida - PMTP ou Pressão Máxima de Trabalho Admissível - PMTA é o maior valor de pressão compatível com o código de projeto, a resistência dos materiais utilizados, as dimensões do equipamento e seus parâmetros operacionais.

13.1.4 Constitui risco grave e iminente a falta de qualquer um dos seguintes itens:

a) válvula de segurança com pressão de abertura ajustada em valor igual ou inferior a PMTA; (113.071-4)

b) instrumento que indique a pressão do vapor acumulado; (113.072-2)

c) injetor ou outro meio de alimentação de água, independente do sistema principal, em caldeiras combustível sólido; (113.073-0)

d) sistema de drenagem rápida de água, em caldeiras de recuperação de álcalis; (113.074-9)

e) sistema de indicação para controle do nível de água ou outro sistema que evite o superaquecimento por alimentação deficiente. (113.075-7)

13.1.5 Toda caldeira deve ter afixada em seu corpo, em local de fácil acesso e bem visível, placa de identificação indelével com, no mínimo, as seguintes informações: (113.001-3 / I2)

a) fabricante;

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

b) número de ordem dado pelo fabricante da caldeira;

c) ano de fabricação;

d) pressão máxima de trabalho admissível;

e) pressão de teste hidrostático;

f) capacidade de produção de vapor;

g) área de superfície de aquecimento;

h) código de projeto e ano de edição.

13.1.5.1 Além da placa de identificação, devem constar, em local visível, a categoria da caldeira, conforme definida no subitem 13.1.9 desta NR, e seu número ou código de identificação.

13.1.6 Toda caldeira deve possuir, no estabelecimento onde estive instalada, a seguinte documentação, devidamente atualizada:

a) "Prontuário da Caldeira", contendo as seguintes informações: (113.002-1 / I3)

- código de projeto e ano de edição;

- especificação dos materiais;

- procedimentos utilizados na fabricação, montagem, inspeção final e determinação da PMTA;

- conjunto de desenhos e demais dados necessários para o monitoramento da vida útil da caldeira;

- características funcionais;

- dados dos dispositivos de segurança;

- ano de fabricação;

- categoria da caldeira;

b) "Registro de Segurança", em conformidade com o subitem 13.1.7; (113.003-0 / I4)

c) "Projeto de Instalação", em conformidade com o item 13.2; (113.004-8 / I4)

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

d) "Projetos de Alteração ou Reparo", em conformidade com os subitens 13.4.2 e 13.4.3; (113.005-6 / I4)

e) "Relatórios de Inspeção", em conformidade com os subitens 13.5.11, 13.5.12 e 13.5.13.

13.1.6.1 Quando inexistente ou extraviado, o "Prontuário da Caldeira" deve ser reconstituído pelo proprietário, com responsabilidade técnica do fabricante ou de "Profissional Habilitado", citado no subitem 13.1.2, sendo imprescindível a reconstituição das características funcionais, dos dados dos dispositivos de segurança e dos procedimentos para determinação da PMTA. (113.006-4 / I3)

13.1.6.2 Quando a caldeira for vendida ou transferida de estabelecimento, os documentos mencionados nas alíneas "a", "d", e "e" do subitem 13.1.6 devem acompanhá-la.

13.1.6.3 O proprietário da caldeira deverá apresentar, quando exigido pela autoridade competente do órgão regional do Ministério do Trabalho, a documentação mencionada no subitem 13.1.6. (113.007-2 / I4)

13.1.7 O "Registro de Segurança" deve ser constituído de livro próprio, com páginas numeradas, ou outro sistema equivalente onde serão registradas:

a) todas as ocorrências importantes capazes de influir nas condições de segurança da caldeira;

b) as ocorrências de inspeções de segurança periódicas e extraordinárias, devendo constar o nome legível e assinatura de "Profissional Habilitado", citado no subitem 13.1.2, e de operador de caldeira presente na ocasião da inspeção.

13.1.7.1. Caso a caldeira venha a ser considerada inadequada para uso, o "Registro de Segurança" deve conter tal informação e receber encerramento formal. (113.008-0 / I4)

13.1.8 A documentação referida no subitem 13.1.6 deve estar sempre à disposição para consulta dos operadores, do pessoal de manutenção, de inspeção e das representações dos trabalhadores e do empregador na Comissão Interna de Prevenção de Acidentes - Cipa, devendo o proprietário assegurar pleno acesso a essa documentação. (113.009-9 / I3)

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

13.1.9 Para os propósitos desta NR, as caldeiras são classificadas em 3 (três) categorias, conforme segue:

a) caldeiras da categoria A são aquelas cuja pressão de operação é igual ou superior a 1960 KPa (19.98 Kgf/cm2);

b) caldeiras da categoria C são aquelas cuja pressão de operação é igual ou inferior a 588 KPa (5.99 Kgf/cm2) e o volume interno é igual ou inferior a 100 (cem) litros;

c) caldeiras da categoria B são todas as caldeiras que não se enquadram nas categorias anteriores.

13.2 Instalação de caldeiras a vapor.

13.2.1 A autoria do "Projeto de Instalação" de caldeiras a vapor, no que concerne ao atendimento desta NR, é de responsabilidade de "Profissional Habilitado", conforme citado no subitem 13.1.2, e deve obedecer aos aspectos de segurança, saúde e meio ambiente previstos nas Normas Regulamentados, convenções e disposições legais aplicáveis.

13.2.2 As caldeiras de qualquer estabelecimento devem ser instaladas em "Casa de Caldeiras" ou em local específico para tal fim, denominado "Área de Caldeiras".

13.2.3 Quando a caldeira for instalada em ambiente aberto, a "Área de Caldeiras" deve satisfazer aos seguintes requisitos:

a) estar afastada de, no mínimo, 3,00m (três metros) de: (113.010-2 / I4)

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

- outras instalações do estabelecimento;

- de depósitos de combustíveis, excetuando-se reservatórios para partida com até 2000 (dois mil) litros de capacidade;

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

- do limite de propriedade de terceiros;

- do limite com as vias públicas;

b) dispor de pelo menos 2 (duas) saídas amplas, permanentemente desobstruídas e dispostas em direções distintas;

c) dispor de acesso fácil e seguro, necessário à operação e à manutenção da caldeira, sendo que, para guarda-corpos vazados,

os vãos devem ter dimensões que impeçam a queda de pessoas; (113.011-0 / I4)

d) ter sistema de captação e lançamento dos gases e material particulado, provenientes da combustão, para fora da área de operação atendendo às normas ambientais vigentes;

e) dispor de iluminação conforme normas oficiais vigentes; 113.012-9 / I4)

f) ter sistema de iluminação de emergência caso operar à noite.

13.2.4 Quando a caldeira estiver instalada em ambiente confinado, a "Casa de Caldeiras" deve satisfazer aos seguintes requisitos:

a) constituir prédio separado, construído de material resistente ao fogo, podendo ter apenas uma parede adjacente a outras instalações do estabelecimento, porém com as outras paredes afastadas de, no mínimo, 3,00m (três metros) de outras instalações, do limite de propriedade de terceiros, do limite com as vias públicas e de depósitos de combustíveis, excetuando-se reservatórios para partida com até 2 (dois) mil litros de capacidade; (113.013-7 / I4)

b) dispor de pelo menos 2 (duas) saídas amplas, permanentemente desobstruídas e dispostas em direções distintas;

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

c) dispor de ventilação permanente com entradas de ar que não possam ser bloqueadas;

d) dispor de sensor para detecção de vazamento de gás quando se tratar de caldeira a combustível gasoso.

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

e) não ser utilizada para qualquer outra finalidade;

f) dispor de acesso fácil e seguro, necessário à operação e à manutenção da caldeira, sendo que, para guarda-corpos vazados, os vãos devem ter dimensões que impeçam a queda de pessoas; (113.014-5 / I3)

g) ter sistema de captação e lançamento dos gases e material particulado, provenientes da combustão para fora da área de operação, atendendo às normas ambientais vigentes;

h) dispor de iluminação conforme normas oficiais vigentes e ter sistema de iluminação de emergência.

13.2.5 Constitui risco grave e iminente o não-atendimento aos seguintes requisitos:

a) para todas as caldeiras instaladas em ambiente aberto, as alíneas "b" , "d" e "f" do subitem 13.2.3 desta NR;

b) para as caldeiras da categoria A instaladas em ambientes confinados, as alíneas "a", "b", "c", "d", "e", "g" e "h" do subitem 13.2.4 desta NR;

c) para as caldeiras das categorias B e C instaladas em ambientes confinados, as alíneas "b", "c", "d", "e", "g" e "h" do subitem 13.2.4 desta NR.

13.2.6 Quando o estabelecimento não puder atender ao disposto nos subitens 13.2.3 ou 13.2.4, deverá ser elaborado "Projeto Alternativo de Instalação", com medidas complementares de segurança que permitam a atenuação dos riscos.

13.2.6.1 O "Projeto Alternativo de Instalação" deve ser apresentado pelo proprietário da caldeira para obtenção de acordo com a representação sindical da categoria profissional predominante no estabelecimento.

13.2.6.2 Quando não houver acordo, conforme previsto no subitem 13.2.6.1, a intermediação do órgão regional do MTb poderá ser solicitada por qualquer uma das partes, e, persistindo o impasse, a decisão caberá a esse órgão.

13.2.7 As caldeiras classificadas na categoria A deverão possuir painel de instrumentos instalados em sala de controle, construída segundo o que estabelecem as Normas Regulamentados aplicáveis. (113.015-3 / I4)

13.3 Segurança na operação de caldeiras.

13.3.1 Toda caldeira deve possuir "Manual de Operação" atualizado, em língua portuguesa, em local de fácil acesso aos operadores, contendo no mínimo: (113.016-1 / I3)

a) procedimentos de partidas e paradas;

b) procedimentos e parâmetros operacionais de rotina;

c) procedimentos para situações de emergência;

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

13.4 Segurança na manutenção de caldeiras.

13.4.1 Todos os reparos ou alterações em caldeiras devem respeitar o respectivo código do projeto de construção e as prescrições do fabricante no que se refere a: (113.022-6 / I4)

a) materiais;

b) procedimentos de execução;

c) procedimentos de controle de qualidade;

d) qualificação e certificação de pessoal.

13.4.1.1. Quando não for conhecido o código do projeto de construção, deve ser respeitada a concepção original da caldeira, com procedimento de controle do maior rigor prescrito nos códigos pertinentes.

13.4.1.2. Nas caldeiras de categorias A e B, a critério do "Profissional Habilitado", citado no subitem 13.1.2, podem ser utilizadas tecnologia de cálculo ou procedimentos mais avançados, em substituição aos previstos pêlos códigos de projeto.

13.4.2 "Projetos de Alteração ou Reparo" devem ser concebidos previamente nas seguintes situações: (113.023-4 / I3)

a) sempre que as condições de projeto forem modificadas;

b) sempre que forem realizados reparos que possam comprometer a segurança.

13.4.3 O "Projeto de Alteração ou Reparo" deve: (113.024-2 / I3)

a) ser concebido ou aprovado por "Profissional Habilitado", citado no subitem 13.1.2;

b) determinar materiais, procedimentos de execução, controle qualificação de pessoal.

13.4.4 Todas as intervenções que exijam mandrilamento ou soldagem em partes que operem sob pressão devem ser seguidas de teste hidrostático, com características definidas pelo "Profissional Habilitado", citado no subitem 13.1.2. (113.025-0 / I4)

13.4.5 Os sistemas de controle e segurança da caldeira devem ser

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

submetidos à manutenção preventiva ou preditiva. (113.026-9 / I4)

13.5 Inspeção de segurança de caldeiras.

13.5.1 As caldeiras devem ser submetidas a inspeções de segurança inicial, periódica e extraordinária, sendo considerado condição de risco grave e iminente o não - atendimento aos prazos estabelecidos nesta NR. (113.078-1)

13.5.2 A inspeção de segurança inicial deve ser feita em caldeiras novas, antes da entrada em funcionamento, no local de operação, devendo compreender exames interno e externo, teste hidrostático e de acumulação.

13.5.3 A inspeção de segurança periódica, constituída por exames interno e externo, deve ser executada nos seguintes prazos máximos:

a) 12 (doze) meses para caldeiras das categorias A, B e C;

b) 12 (doze) meses para caldeiras de recuperação de álcalis de qualquer categoria;

c) 24 (vinte e quatro) meses para caldeiras da categoria A, desde que aos 12 (doze) meses sejam testadas as pressões de abertura das válvulas de segurança;

d) 40 (quarenta) meses para caldeiras especiais conforme definido no item 13.5.5.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

13.5.4 Estabelecimentos que possuam "Serviço Próprio de Inspeção de Equipamentos", conforme estabelecido no Anexo II, podem estender os períodos entre inspeções de segurança, respeitando os seguintes prazos máximos:

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

a) 18 (dezoito) meses para caldeiras das categorias B e C;

b) 30 (trinta) meses para caldeiras da categoria A.

13.5.5 As caldeiras que operam de forma contínua e que utilizam gases ou resíduos das unidades de processo, como combustível principal para aproveitamento de calor ou para fins de controle ambiental podem ser consideradas especiais quando todas as condições seguintes forem satisfeitas:

a) estiverem instaladas em estabelecimentos que possuam "Serviço Próprio de Inspeção de Equipamentos" citado no Anexo II;

b) tenham testados a cada 12 (doze) meses o sistema de intertravamento e a pressão de abertura de cada válvula de segurança;

c) não apresentem variações inesperadas na temperatura de saída dos gases e do vapor durante a operação;

d) exista análise e controle periódico da qualidade da água;

e) exista controle de deterioração dos materiais que compõem as principais partes da caldeira;

f) seja homologada como classe especial mediante:

- acordo entre a representação sindical da categoria profissional predominante no estabelecimento e o empregador;

- intermediação do órgão regional do MTb, solicitada por qualquer uma das partes quando não houver acordo;

- decisão do órgão regional do MTb quando persistir o impasse.

13.5.6 Ao completar 25 (vinte e cinco) anos de uso, na sua inspeção subseqüente, as caldeiras devem ser submetidas a rigorosa avaliação de integridade para determinar a sua vida remanescente e novos prazos máximos para inspeção, caso ainda estejam em condições de uso. (113.027-7 / I4)

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

13.5.6.1 Nos estabelecimentos que possuam "Serviço Próprio de Inspeção de Equipamentos", citado no Anexo II, o limite de 25 (vinte e cinco) anos pode ser alterado em função do acompanhamento das condições da caldeira, efetuado pelo referido órgão.

JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

13.5.7 As válvulas de segurança instaladas em caldeiras devem ser inspecionadas periodicamente conforme segue: (113.028-5 / I4)

a) pelo menos 1 (uma) vez por mês, mediante acionamento manual da alavanca, em operação, para caldeiras das categorias B e C;

b) desmontando, inspecionando e testando em bancada as válvulas flangeadas e, no campo, as válvulas soldadas, recalibrando-as numa freqüência compatível com a experiência operacional da mesma, porém respeitando-se como limite máximo o período de inspeção estabelecido no subitem 13.5.3 ou 13.5.4,

se aplicável para caldeiras de categorias A e B.

13.5.8 Adicionalmente aos testes prescritos no subitem 13.5.7, as válvulas de segurança instaladas em caldeiras deverão ser submetidas a testes de acumulação, nas seguintes oportunidades: (113.029-3 / I4)

a) na inspeção inicial da caldeira;

b) quando forem modificadas ou tiverem sofrido reformas significativas;

c) quando houver modificação nos parâmetros operacionais da caldeira ou variação na PMTA;

d) quando houver modificação na sua tubulação de admissão ou descarga.

13.5.9 A inspeção de segurança extraordinária deve ser feita nas seguintes oportunidades:

a) sempre que a caldeira for danificada por acidente ou outra ocorrência capaz de comprometer sua segurança;

b) quando a caldeira for submetida à alteração ou reparo importante capaz de alterar suas condições de segurança;

c) antes de a caldeira ser recolocada em funcionamento, quando permanecer inativa por mais de 6 (seis) meses;

d) quando houver mudança de local de instalação da caldeira.

13.5.10 A inspeção de segurança deve ser realizada por "Profissional Habilitado", citado no subitem 13.1.2, ou por "Serviço Próprio de Inspeção de Equipamentos", citado no Anexo II.

13.5.11 Inspecionada a caldeira, deve ser emitido "Relatório de Inspeção", que passa a fazer parte da sua documentação. (113.030-7 / I4)

13.5.12 Uma cópia do "Relatório de Inspeção" deve ser encaminhada pelo "Profissional Habilitado", citado no subitem 13.1.2, num prazo máximo de 30 (trinta) dias, a contar do término da inspeção, à representação sindical da categoria profissional predominante no estabelecimento.

13.5.13 O "Relatório de Inspeção", mencionado no subitem

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

13.5.11, deve conter no mínimo:

a) dados constantes na placa de identificação da caldeira;

b) categoria da caldeira;

c) tipo da caldeira;

d) tipo de inspeção executada;

e) data de início e término da inspeção;

f) descrição das inspeções e testes executados;

g) resultado das inspeções e providências;

h) relação dos itens desta NR ou de outras exigências legais que não estão sendo atendidas;

i) conclusões;

j) recomendações e providências necessárias;

k) data prevista para a nova inspeção da caldeira;

l) nome legível, assinatura e número do registro no conselho profissional do "Profissional Habilitado", citado no subitem 13.1.2 e nome legível e assinatura de técnicos que participaram da inspeção.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

13.5.14 Sempre que os resultados da inspeção determinarem alterações dos dados da placa de identificação, a mesma deve ser atualizada. (113.031-5 / I1)

13.6 Vasos de pressão - disposições gerais.

13.6.1. Vasos de pressão são equipamentos que contêm fluidos sob pressão interna ou externa.

13.6.1.1. O campo de aplicação desta NR, no que se refere a vasos de pressão, está definido no Anexo III.

13.6.1.2. Os vasos de pressão abrangidos por esta NR estão classificados em categorias de acordo com o Anexo IV.

13.6.2 Constitui risco grave e iminente a falta de qualquer um dos seguintes itens:

Grupo 1 - PV ³ 100
Grupo 2 - PV < 100 e PV ³ 30
Grupo 3 - PV < 30 e PV ³ 2.5
Grupo 4 - PV < 2.5 e PV ³ 1
Grupo 5 - PV < 1

Declara,

1.2.1. Vasos de pressão que operem sob a condição de vácuo deverão enquadrar-se nas seguintes categorias:

- categoria I: para fluidos inflamáveis ou combustíveis;
- categoria V: para outros fluidos.

1.3. A tabela a seguir classifica os vasos de pressão em categorias de acordo com os grupos de potencial de risco e a classe de fluido contido.

CATEGORIAS DE VASOS DE PRESSÃO

Classe de Fluído Grupo de Potencial de Risco
1P.V ³ 100 2P.V < 100P.V ³ 30 3P.V < 30P.V ³ 2,5 4P.V < 2,5P.V ³ 1 5P.V < 1
Categorias
"A"- Líquidos inflamáveis, combustível com temperatura igual ou superior a 200 °C- Tóxico com limite de tolerância £ 20 ppm- Hidrogênio- Acetileno I I II III III
"B"- Combustível com temperatura menor que 200 °C - Tóxico com limite de tolerância > 20 ppm I II III IV IV
"C"- Vapor de água- Gases asfixiantes simples- Ar comprimido I II III IV V
"D"- Água ou outros fluidos não enquadrados nas classes "A" "B" ou "C" com temperatura superior a 50 °C II III IV V V

Notas:
a) Considerar volume em m³ e pressão em MPa;

b) Considerar 1 MPa correspondente a 10,197 Kgf/cm²

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

a) válvula ou outro dispositivo de segurança com pressão de abertura ajustada em valor igual ou inferior à PMTA, instalada diretamente no vaso ou no sistema que o inclui; (113.079-0)

b) dispositivo de segurança contra bloqueio inadvertido da válvula quando esta não estiver instalada diretamente no vaso; (113.080-3)

c) instrumento que indique a pressão de operação. (113.081-1)

13.6.3 Todo vaso de pressão deve ter afixado em seu corpo em local de fácil acesso e bem visível, placa de identificação indelével com, no mínimo, as seguintes informações: (113.032-3 / I2)

a) fabricante;

b) número de identificação;

c) ano de fabricação;

d) pressão máxima de trabalho admissível;

e) pressão de teste hidrostático;

f) código de projeto e ano de edição.

13.6.3.1 Além da placa de identificação, deverão constar, em local visível, a categoria do vaso, conforme Anexo IV, e seu número ou código de identificação.

13.6.4 Todo vaso de pressão deve possuir, no estabelecimento onde estiver instalado, a seguinte documentação devidamente atualizada:

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

a) "Prontuário do Vaso de Pressão" a ser fornecido pelo fabricante, contendo as seguintes informações: (113.033-1 / I2)

- código de projeto e ano de edição;

- especificação dos materiais;

- procedimentos utilizados na fabricação, montagem e inspeção final e determinação da PMTA;

- conjunto de desenhos e demais dados necessários para o monitoramento da sua vida útil;

- características funcionais;

- dados dos dispositivos de segurança;

- ano de fabricação;

- categoria do vaso;

b) "Registro de Segurança" em conformidade com o subitem 13.6.5; (113.034-0 / I4)

c) "Projeto de Instalação" em conformidade com o item 13.7; (113.035-8 / I4)

d) "Projeto de Alteração ou Reparo" em conformidade com os subitens 13.9.2 e 13.9.3; (113.036-6 / I4)

e) "Relatórios de Inspeção" em conformidade com o subitem 13.10.8.

13.6.4.1 Quando inexistente ou extraviado, o "Prontuário do Vaso de Pressão" deve ser reconstituído pelo proprietário com responsabilidade técnica do fabricante ou de "Profissional Habilitado", citado no subitem 13.1.2, sendo imprescindível a reconstituição das características funcionais, dos dados dos dispositivos de segurança e dos procedimentos para determinação da PMTA. (113.037-4 / I2)

13.6.4.2 O proprietário de vaso de pressão deverá apresentar, quando exigida pela autoridade competente do órgão regional do Ministério do Trabalho, a documentação mencionada no subitem 13.6.4. (113.038-2 / I4)

13.6.5 O "Registro de Segurança" deve ser constituído por livro de páginas numeradas, pastas ou sistema informatizado ou não com confiabilidade equivalente onde serão registradas:

a) todas as ocorrências importantes capazes de influir nas condições de segurança dos vasos; (113.039-0 / I3)

b) as ocorrências de inspeção de segurança. (113.040-4 / I4)

13.6.6 A documentação referida no subitem 13.6.4 deve estar sempre à disposição para consulta dos operadores do pessoal de manutenção, de inspeção e das representações dos trabalhadores e do empregador na Comissão Interna de Prevenção de Acidentes - CIPA, devendo o proprietário assegurar pleno acesso a essa

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

documentação inclusive à representação sindical da categoria profissional predominante no estabelecimento, quando formalmente solicitado. (113.041-2 / I4)

13.7 Instalação de vasos de pressão.

13.7.1. Todo vaso de pressão deve ser instalado de modo que todos os drenos, respiros, bocas de visita e indicadores de nível, pressão e temperatura, quando existentes, sejam facilmente acessíveis. (113.042-0 / I2)

13.7.2 Quando os vasos de pressão forem instalados em ambientes confinados, a instalação deve satisfazer os seguintes requisitos:

a) dispor de pelo menos 2 (duas) saídas amplas, permanentemente desobstruídas e dispostas em direções distintas; (113.082-0)

b) dispor de acesso fácil e seguro para as atividades de manutenção, operação e inspeção, sendo que, para guarda-corpos vazados, os vãos devem ter dimensões que impeçam a queda de pessoas; (113.043-9 / I3)

c) dispor de ventilação permanente com entradas de ar que não possam ser bloqueadas; (113.083-8)

d) dispor de iluminação conforme normas oficiais vigentes; (113.044-7 / I3)

e) possuir sistema de iluminação de emergência. (113.084-6)

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

13.7.3 Quando o vaso de pressão for instalado em ambiente aberto, a instalação deve satisfazer as alíneas "a", "b", "d" e "e" do subitem 13.7.2.

13.7.4 Constitui risco grave e iminente o não-atendimento às seguintes alíneas do subitem 13.7.2:

- "a", "c" "d" e "e" para vasos instalados em ambientes confinados;

- "a" para vasos instalados em ambientes abertos;

- "e" para vasos instalados em ambientes abertos e que operem à noite.

13.7.5 Quando o estabelecimento não puder atender ao disposto

d) qualificação e certificação de pessoal.

13.9.1.1 Quando não for conhecido o código do projeto de construção, deverá ser respeitada a concepção original do vaso, empregando-se procedimentos de controle do maior rigor, prescritos pelos códigos pertinentes.

13.9.1.2. A critério do "Profissional Habilitado", citado no subitem 13.1.2, podem ser utilizadas tecnologia de cálculo ou procedimentos mais avançados, em substituição aos previstos pêlos códigos de projeto.

13.9.2 "Projetos de Alteração ou Reparo" devem ser concebidos previamente nas seguintes situações: (113.053-6 / I3)

a) sempre que as condições de projeto forem modificadas;

b) sempre que forem realizados reparos que possam comprometer a segurança.

13.9.3 O "Projeto de Alteração ou Reparo" deve: (113.054-4 / I3)

a) ser concebido ou aprovado por "Profissional Habilitado", citado no subitem 13.1.2;

b) determinar materiais, procedimentos de execução, controle de qualidade e qualificação de pessoal;

c) ser divulgado para funcionários do estabelecimento que possam estar envolvidos com o equipamento.

13.9.4 Todas as intervenções que exijam soldagem em partes que operem sob pressão devem ser seguidas de teste hidrostático, com características definidas pelo "Profissional Habilitado", citado no subitem 13.1.2, levando em conta o disposto no item 13.10. (113.055-2 / I4)

13.9.4.1 Pequenas intervenções superficiais podem ter o teste hidrostático dispensado, a critério do "Profissional Habilitado", citado no subitem 13.1.2.

13.9.5 Os sistemas de controle e segurança dos vasos de pressão devem ser submetidos à manutenção preventiva ou preditiva. (113.056-0 / I4)

13.10 Inspeção de segurança de vasos de pressão.

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

g) vasos com diâmetro interno inferior a 150mm (cento e cinqüenta milímetros) para fluidos das classes "B", "C" e "D", conforme especificado no Anexo IV.

ANEXO IV

Classificação de Vasos de Pressão

1. Para efeito desta NR, os vasos de pressão são classificados em categorias segundo o tipo de fluido e o potencial de risco.

1.1. Os fluidos contidos nos vasos de pressão são classificados conforme descrito a seguir:

Classe "A":
- fluidos inflamáveis;
- combustível com temperatura superior ou igual a 200° C (duzentos graus centígrados);
- fluidos tóxicos com limite de tolerância igual ou inferior a 20 (vinte) ppm;
- hidrogênio;
- acetileno.

Classe "B":
- fluidos combustíveis com temperatura inferior a 200° C (duzentos graus centígrados);
- fluidos tóxicos com limite de tolerância superior a 20 (vinte) ppm;

Classe "C":
- vapor de água, gases asfixiantes simples ou ar comprimido;

Classe "D":
- água ou outros fluidos não enquadrados nas classes "A", "B" ou "C", com temperatura superior a 50°C (cinqüenta graus centígrados).

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

1.1.1. Quando se tratar de mistura, deverá ser considerado para fins de classificação o fluido que apresentar maior risco aos trabalhadores e instalações, considerando-se sua toxicidade, inflamabilidade e concentração.

1.2. Os vasos de pressão são classificados em grupos de potencial de risco em função do produto "PV", onde "P" é a pressão máxima de operação em MPa e "V" o seu volume geométrico interno em m3, conforme segue:

no subitem 13.7.2, deve ser elaborado "Projeto Alternativo de Instalação" com medidas complementares de segurança que permitam a atenuação dos riscos.

13.7.5.1 O "Projeto Alternativo de Instalação" deve ser apresentado pelo proprietário do vaso de pressão para obtenção de acordo com a representação sindical da categoria profissional predominante no estabelecimento.

13.7.5.2 Quando não houver acordo, conforme previsto no subitem 13.7.5.1, a intermediação do órgão regional do MTb poderá ser solicitada por qualquer uma das partes e, persistindo o impasse, a decisão caberá a esse órgão.

13.7.6 A autoria do "Projeto de Instalação" de vasos de pressão enquadrados nas categorias I, II e III, conforme Anexo IV, no que concerne ao atendimento desta NR, é de responsabilidade de "Profissional Habilitado", conforme citado no subitem 13.1.2, e deve obedecer aos aspectos de segurança, saúde e meio ambiente previstos nas Normas Regulamentadoras, convenções e disposições legais aplicáveis.

13.7.7. O "Projeto de Instalação" deve conter pelo menos a planta baixa do estabelecimento, com o posicionamento e a categoria de cada vaso e das instalações de segurança. (113.045-5 / I1)

13.8 Segurança na operação de vasos de pressão.

13.8.1 Todo vaso de pressão enquadrado nas categorias I ou II deve possuir manual de operação próprio ou instruções de operação contidas no manual de operação de unidade onde estiver instalado, em língua portuguesa e de fácil acesso aos operadores, contendo no mínimo: (113.046-3 / I3)

a) procedimentos de partidas e paradas;

b) procedimentos e parâmetros operacionais de rotina;

c) procedimentos para situações de emergência;

d) procedimentos gerais de segurança, saúde e de preservação do meio ambiente.

13.8.2 Os instrumentos e controles de vasos de pressão devem ser mantidos calibrados e em boas condições operacionais. (113.047-1 / I3)

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

13.8.2.1 Constitui condição de risco grave e iminente o emprego de artifícios que neutralizem seus sistemas de controle e segurança. (113.085-4)

13.8.3 A operação de unidades que possuam vasos de pressão de categorias "I" ou "II" deve ser efetuada por profissional com "Treinamento de Segurança na Operação de Unidades de Processos", sendo que o não-atendimento a esta exigência caracteriza condição de risco grave e iminente. (113.048-0 / I4)

13.8.4 Para efeito desta NR será considerado profissional com "Treinamento de Segurança na Operação de Unidades de Processo" aquele que satisfizer uma das seguintes condições:

a) possuir certificado de "Treinamento de Segurança na Operação de Unidades de Processo" expedido por instituição competente para o treinamento;

b) possuir experiência comprovada na operação de vasos de pressão das categorias I ou II de pelo menos 2 (dois) anos antes da vigência desta NR.

13.8.5 O pré-requisito mínimo para participação, como aluno, no "Treinamento de Segurança na Operação de Unidades de Processo" é o atestado de conclusão do 1° grau.

13.8.6 O "Treinamento de Segurança na Operação de Unidades de Processo" deve obrigatoriamente:

a) ser supervisionado tecnicamente por "Profissional Habilitado" citado no subitem 13.1.2;

b) ser ministrado por profissionais capacitados para esse fim;

c) obedecer, no mínimo, ao currículo proposto no Anexo I-B desta NR.

13.8.7 Os responsáveis pela promoção do "Treinamento de Segurança na Operação de Unidades de Processo" estarão sujeitos ao impedimento de ministrar novos cursos, bem como a outras sanções legais cabíveis, no caso de inobservância do disposto no subitem 13.8.6.

13.8.8. Todo profissional com "Treinamento de Segurança na Operação de Unidade de Processo" deve cumprir estágio prático, supervisionado, na operação de vasos de pressão com as seguintes durações mínimas: (113.049-8 / I4)

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

a) 300 (trezentas) horas para vasos de categorias I ou II;

b) 100 (cem) horas para vasos de categorias III, IV ou V.

13.8.9 O estabelecimento onde for realizado o estágio prático supervisionado deve informar previamente à representação sindical da categoria profissional predominante no estabelecimento: (113.050-1 / I3)

a) período de realização do estágio;

b) entidade, empresa ou profissional responsável pelo "Treinamento de Segurança na Operação de Unidade de Processo";

c) relação dos participantes do estágio.

13.8.10 A reciclagem de operadores deve ser permanente por meio de constantes informações das condições físicas e operacionais dos equipamentos, atualização técnica, informações de segurança, participação em cursos, palestras e eventos pertinentes. (113.051-0 / I2)

13.8.11. Constitui condição de risco grave e iminente a operação de qualquer vaso de pressão em condições diferentes das previstas no projeto original, sem que:

a) seja reprojetado levando em consideração todas as variáveis envolvidas na nova condição de operação; (113.086-2)

b) sejam adotados todos os procedimentos de segurança decorrentes de sua nova classificação no que se refere à instalação, operação, manutenção e inspeção. (113.087-0)

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSSÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

13.9 Segurança na manutenção de vasos de pressão.

13.9.1 Todos os reparos ou alterações em vasos de pressão devem respeitar o respectivo código de projeto de construção e as prescrições do fabricante no que se refere a: (113.052-8 / I4)

a) materiais;

b) procedimentos de execução;

c) procedimentos de controle de qualidade;

13.10.1 Os vasos de pressão devem ser submetidos a inspeções de segurança inicial, periódica e extraordinária. (113.057-9 / I4)

13.10.2. A inspeção de segurança inicial deve ser feita em vasos novos, antes de sua entrada em funcionamento, no local definitivo de instalação, devendo compreender exame externo, interno e teste hidrostático, considerando as limitações mencionadas no subitem 13.10.3.5. (113.058-7/ I4)

13.10.3 A inspeção de segurança periódica, constituída por exame externo, interno e teste hidrostático, deve obedecer aos seguintes prazos máximos estabelecidos a seguir: (113.059-5 / I4)

a) para estabelecimentos que não possuam "Serviço Próprio de Inspeção de Equipamentos", conforme citado no Anexo II:

Categoria do Vaso	Exame Externo	Exame Interno	Teste Hidrostático
I	1 ano	3 anos	6 anos
II	2 anos	4 anos	8 anos
III	3 anos	6 anos	12 anos
IV	4 anos	8 anos	16 anos
V	5 anos	10 anos	20 anos

b) para estabelecimentos que possuam "Serviço Próprio de Inspeção de Equipamentos", conforme citado no Anexo II:

Categoria do Vaso	Exame Externo	Exame Interno	Teste Hidrostático
I	3 anos	6 anos	12 anos
II	4 anos	8 anos	16 anos
III	5 anos	10anos	a critério
IV	6 anos	12 anos	a critério
V	7 anos	a critério	a critério

13.10.3.1 Vasos de pressão que não permitam o exame interno ou externo por impossibilidade física devem ser alternativamente submetidos a teste hidrostático, considerando-se as limitações previstas no subitem 13.10.3.5. (113.060-9 / I4)

13.10.3.2 Vasos com enchimento interno ou com catalisador podem ter a periodicidade de exame interno ou de teste hidrostático ampliada, de forma a coincidir com a época da substituição de enchimentos ou de catalisador, desde que esta ampliação não ultrapasse 20 (vinte) por cento do prazo estabelecido no subitem 13.10.3 desta NR. (113.061-7 / I4)

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

13.10.3.3 Vasos com revestimento interno higroscópico devem ser testados hidrostaticamente antes da aplicação do mesmo, sendo os testes subseqüentes substituídos por técnicas alternativas. (113.062-5 / I4)

13.10.3.4 Quando for tecnicamente inviável e mediante anotação no "Registro de Segurança" pelo "Profissional Habilitado", citado no subitem 13.1.2, o teste hidrostático pode ser substituído por outra técnica de ensaio não-destrutivo ou inspeção que permita obter segurança equivalente. (113.063-3 / I4)

13.10.3.5 Considera-se como razões técnicas que inviabilizam o teste hidrostático:

a) resistência estrutural da fundação ou da sustentação do vaso incompatível com o peso da água que seria usada no teste;

b) efeito prejudicial do fluido de teste a elementos internos do vaso;

c) impossibilidade técnica de purga e secagem do sistema;

d) existência de revestimento interno;

e) influência prejudicial do teste sobre defeitos subcríticos.

13.10.3.6. Vasos com temperatura de operação inferior a 0°C (zero graus centígrados) e que operem em condições nas quais a experiência mostre que não ocorre deterioração, ficam dispensados do teste hidrostático periódico, sendo obrigatório exame interno a cada 20 (vinte) anos e exame externo a cada 2 (dois) anos. (113.064-1 / I4)

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

13.10.3.7 Quando não houver outra alternativa, o teste pneumático pode ser executado, desde que supervisionado pelo "Profissional Habilitado", citado no subitem 13.1.2, e cercado de cuidados especiais por tratar-se de atividade de alto risco. (113.065-0 / I4)

13.10.4 As válvulas de segurança dos vasos de pressão devem ser desmontadas, inspecionadas e re0calibradas por ocasião do exame interno periódico. (113.066-8 / I4)

13.10.5 A inspeção de segurança extraordinária deve ser feita nas seguintes oportunidades: (113.067-6 / I4)

a) sempre que o vaso for danificado por acidente ou outra ocorrência que comprometa sua segurança;

b) quando o vaso for submetido a reparo ou alterações importantes, capazes de alterar sua condição de segurança;

c) antes de o vaso ser recolocado em funcionamento, quando permanecer inativo por mais de 12 (doze) meses;

d) quando houver alteração do local de instalação do vaso.

13.10.6 A inspeção de segurança deve ser realizada por "Profissional Habilitado", citado no subitem 13.1.2 ou por "Serviço Próprio de Inspeção de Equipamentos", conforme citado no Anexo II. (113.068-4 / I4)

13.10.7 Após a inspeção do vaso deve ser emitido "Relatório de Inspeção", que passa a fazer parte da sua documentação. (113.069-2 / I4)

13.10.8 O "Relatório de Inspeção" deve conter no mínimo:

a) identificação do vaso de pressão; (113.088-9)

b) fluidos de serviço e categoria do vaso de pressão; (113.089-7)

c) tipo do vaso de pressão; (113.090-0)

d) data de início e término da inspeção; (113.091-9)

e) tipo de inspeção executada; (113.092-7)

f) descrição dos exames e testes executados; (113.093-5)

g) resultado das inspeções e intervenções executadas; (113.094-3)

h) conclusões; (113.095-1)

i) recomendações e providências necessárias; (113.096-0)

j) data prevista para a próxima inspeção; (113.097-8)

k) nome legível, assinatura e número do registro no conselho profissional do "Profissional Habilitado", citado no subitem 13.1.2, e nome legível e assinatura de técnicos que participaram da inspeção. (113.098-6)

13.10.9. Sempre que os resultados da inspeção determinarem alterações dos dados da placa de identificação, a mesma deve ser atualizada. (113.070-6 / I1)

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSSÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

ANEXO I-A

Currículo Mínimo para "Treinamento de Segurança na Operação de Caldeiras"

1. Noções de grandezas físicas e unidades Carga horária: 4 (quatro) horas

1.1. Pressão

1.1.1. Pressão atmosférica
1.1.2. Pressão interna de um vaso
1.1.3. Pressão manométrica, pressão relativa e pressão absoluta
1.1.4. Unidades de pressão

1.2. Calor e temperatura

1.2.1. Noções gerais: o que é calor, o que é temperatura
1.2.2. Modos de transferência de calor
1.2.3. Calor específico e calor sensível
1.2.4. Transferência de calor a temperatura constante
1.2.5. Vapor saturado e vapor superaquecido
1.2.6. Tabela de vapor saturado

2. Caldeiras - considerações gerais Carga horária: 8 (oito) horas

2.1. Tipos de caldeiras e suas utilizações

2.2. Partes de uma caldeira

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

2.2.1. Caldeiras flamotubulares
2.2.2. Caldeiras aquotubulares
2.2.3. Caldeiras elétricas
2.2.4. Caldeiras a combustíveis sólidos
2.2.5. Caldeiras a combustíveis líquidos
2.2.6. Caldeiras a gás
2.2.7. Queimadores
2.3. Instrumentos e dispositivos de controle de caldeiras

2.3.1. Dispositivo de alimentação
2.3.2. Visor de nível
2.3.3. Sistema de controle de nível
2.3.4. Indicadores de pressão
2.3.5. Dispositivos de segurança

2.3.6. Dispositivos auxiliares
2.3.7. Válvulas e tubulações
2.3.8. Tiragem de fumaça

3. Operação de caldeiras Carga horária: 12 (doze) horas

3.1. Partida e parada

3.2. Regulagem e controle

3.2.1. de temperatura
3.2.2. de pressão
3.2.3. de fornecimento de energia
3.2.4. do nível de água
3.2.5. de poluentes

3.3. Falhas de operação, causas e providências

3.4. Roteiro de vistoria diária

3.5. Operação de um sistema de várias caldeiras

3.6. Procedimentos em situações de emergência

4. Tratamento de água e manutenção de caldeiras Carga horária: 8 (oito) horas

4.1. Impurezas da água e suas conseqüências
4.2. Tratamento de água
4.3. Manutenção de caldeiras

5. Prevenção contra explosões e outros riscos Carga horária: 4 (quatro) horas

5.1. Riscos gerais de acidentes e riscos à saúde
5.2. Riscos de explosão

6. Legislação e normalização Carga horária: 4 (quatro) horas

6.1. Normas Regulamentadoras
6.2. Norma Regulamentadora 13 - NR 13

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

ANEXO I-B

Currículo Mínimo para "Treinamento de Segurança na Operação de Unidades de Processo"

1. Noções de grandezas físicas e unidades Carga horária: 4 (quatro) horas

1.1. Pressão

1.1.1. Pressão atmosférica
1.1.2. Pressão interna de um vaso
1.1.3. Pressão manométrica, pressão relativa e pressão absoluta
1.1.4. Unidades de pressão

1.2. Calor e temperatura

1.2.1. Noções gerais: o que é calor, o que é temperatura
1.2.2. Modos de transferência de calor
1.2.3. Calor específico e calor sensível
1.2.4. Transferência de calor a temperatura constante
1.2.5. Vapor saturado e vapor superaquecido

2. Equipamentos de processo Carga horária estabelecida de acordo com a complexidade da unidade, mantendo um mínimo de 4 (quatro) horas por item, onde aplicável.

2.1. Trocadores de calor
2.2. Tubulação, válvulas e acessórios
2.3. Bombas
2.4. Turbinas e ejetores
2.5. Compressores
2.6. Torres, vasos, tanques e reatores
2.7. Fornos
2.8. Caldeiras

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

3. Eletricidade Carga horária: 4 (quatro) horas

4. Instrumentação Carga horária: 8 (oito) horas

5. Operação da unidade Carga horária: estabelecida de acordo com a complexidade da unidade

5.1. Descrição do processo
5.2. Partida e parada
5.3. Procedimentos de emergência
5.4. Descarte de produtos químicos e preservação do meio ambiente
5.5. Avaliação e controle de riscos inerentes ao processo
5.6. Prevenção contra deterioração, explosão e outros riscos

6. Primeiros socorros Carga horária: 8 (oito) horas

7. Legislação e normalização Carga horária: 4 (quatro) horas

ANEXO II

Requisitos para Certificação de "Serviço Próprio de Inspeção de Equipamentos"

Antes de colocar em prática os períodos especiais entre inspeções, estabelecidos nos subitens 13.5.4 e 13.10.3 desta NR, os "Serviços Próprios de Inspeção de Equipamentos" da empresa, organizados na forma de setor, seção, departamento, divisão, ou equivalente, devem ser certificados pelo Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial - INMETRO diretamente ou mediante "Organismos de Certificação" por ele credenciados, que verificarão o atendimento aos seguintes requisitos mínimos expressos nas alíneas "a" a "g". Esta certificação pode ser cancelada sempre que for constatado o não atendimento a qualquer destes requisitos:

a) existência de pessoal próprio da empresa onde estão instalados caldeira ou vaso de pressão, com dedicação exclusiva a atividades de inspeção, avaliação de integridade e vida residual, com formação, qualificação e treinamento compatíveis com a atividade proposta de preservação da segurança;

b) mão-de-obra contratada para ensaios não-destrutivos certificada segundo regulamentação vigente e para outros serviços de caráter eventual, selecionada e avaliada segundo critérios semelhantes ao utilizado para a mão-de-obra própria;

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

c) serviço de inspeção de equipamentos proposto possuir um responsável pelo seu gerenciamento formalmente designado para esta função;

d) existência de pelo menos 1 (um) "Profissional Habilitado", conforme definido no subitem 13.1.2;

e) existência de condições para manutenção de arquivo técnico atualizado, necessário ao atendimento desta NR, assim como mecanismos para distribuição de informações quando requeridas;

f) existência de procedimentos escritos para as principais atividades executadas;

g) existência de aparelhagem condizente com a execução das atividades propostas.

ANEXO III

1. Esta NR deve ser aplicada aos seguintes equipamentos:

a) qualquer vaso cujo produto "PV" seja superior a 8 (oito), onde "P" é a máxima pressão de operação em KPa e "V" o seu volume geométrico interno em m3, incluindo:

- permutadores de calor, evaporadores e similares;

- vasos de pressão ou partes sujeitas a chama direta que não estejam dentro do escopo de outras NR, nem do item 13.1 desta NR;

- vasos de pressão encamisados, incluindo refervedores e reatores;

- autoclaves e caldeiras de fluido térmico que não o vaporizem;

b) vasos que contenham fluido da classe "A", especificados no Anexo IV, independente das dimensões e do produto "PV".

2. Esta NR não se aplica aos seguintes equipamentos:

a) cilindros transportáveis, vasos destinados ao transporte de produtos, reservatórios portáteis de fluido comprimido e extintores de incêndio;

b) os destinados à ocupação humana;

c) câmara de combustão ou vasos que façam parte integrante de máquinas rotativas ou alternativas, tais como bombas, compressores, turbinas, geradores, motores, cilindros pneumáticos e hidráulicos e que não possam ser caracterizados como equipamentos independentes;

d) dutos e tubulações para condução de fluido;

e) serpentinas para troca térmica;

f) tanques e recipientes para armazenamento e estocagem de fluidos não enquadrados em normas e códigos de projeto relativos a vasos de pressão;

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

VOTO DO VICE-PRESIDENTE
EDUARDO CUNHA

Anexo 18

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

PETROBRAS

FAX E&P-Q-070/97

DATA: 15/12/97

PARA: Mauro (GEDEP/GPAB) FAX 011 55 24 761 2337 REF: Exposicao de Motivos para Missoes Especificas P-36 (Sistemas Existentes)	DE: Rivadavia (P-36) Quebec FAX: 001 418 694 7074 TELEFONE: 001 418 694 7318 Num de paginas (incluindo esta)- 08

Mauro

Conforme combinado e de acordo com o prazo estabelecido atraves do nosso ultimo contato telefonico envio em anexo o documento acima referenciado para analise e comentarios.
No aguardo de um novo contato.

Atenciosamente

Rivadavia

P.S.- Nao enviei copia desta para Londres por nao haver, no momento, representante E&P.

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

PETROBRAS

FAX E&P-Q-070/97

DATA: 15/12/97

PARA: Mauro (GEDEP/GPAB) FAX 011 55 24 761 2337 REF: Exposicao de Motivos para Missoes Especificas P-36 (Sistemas Existentes)	DE: Rivadavia (P-36) Quebec FAX: 001 418 694 7074 TELEFONE: 001 418 694 7318 Num de paginas (incluindo esta)- 08

Mauro

Conforme combinado e de acordo com o prazo estabelecido atraves do nosso ultimo contato telefonico envio em anexo o documento acima referenciado para analise e comentarios.
No aguardo de um novo contato.

Atenciosamente

Rivadavia

P.S.- Nao enviei copia desta para Londres por nao haver, no momento, representante E&P.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

CONFIRMATION REPORT

12-15-97 16:55 ID: 418 694 7074 NAME: BRASOIL

TYPE : TRANSMISSION

NO.	TIME	DIAL NO.	REMOTE STATION	PAGES	JOB NO.	RESULT
01	16:50	MANUAL	901155247613211	8/ 8	602	OK

PETROBRAS

Quebec, 15 de dezembro de 1997

E&P-BC/GEDEP/GPAB
Campo de Roncador

Exposicao de Motivos para Missoes Especificas (Projeto P-36)

Historico

A Plataforma Spirit of Columbus , hoje designada P-36, foi contratada atraves de negociacao direta, como plataforma jah existente e disponivel (caracteristica de exclusividade da embarcacao no mercado, no prazo requerido) , dentro de um contexto oportunidade de mercado, visando a antecipacao do desenvolvimento do Campo de Roncador e consequente antecipacao de receita.

Dentro da Contratacao efetuada , a plataforma estah sendo submetida a adaptacao para unidade estacionaria de producao pela empresa PETROMEC, com projeto subcontratado a AMEC (processo) e NOBLE DENTON (naval) (ambas em Londres-UK) e a conversao propriamente dita subcontratada ao estaleiro DAVIE (Levis- CAN).

Esta adaptacao, no entanto, diferentemente de outras adaptacoes efetuadas atraves de contratos anteriores, contempla basicamente e em linhas gerais, apenas a instalacao de uma nova planta de processo com upgrade de alguns sistemas de utilidades e do sistema de ancoragem. Todos os sistemas operacionais existentes, passiveis de aproveitamento para as novas condicoes de operacao e que nao sejam objeto de upgrade, serao mantidos no estado, conforme termos do contrato firmado entre as partes. Dentre os sistemas existentes, os listados como "STATUS 1" e "STATUS 2" (neste ultimo as partes nao afetadas pelo UPGRADE), conforme listagem anexa, serao deixados na condicao "AS IS", ou seja, no estado em que se encontram. Trata-se portanto de uma contratacao com abordagem diferente das contratacoes anteriores para conversao de unidades destinadas ao mesmo fim, onde os sistemas existentes e passiveis de aproveitamento passavam por um processo de revisao e manutencao geral para adequacao de seus requisitos as necessidades da PETROBRAS (sendo designados entao como "AS NEW" , ou seja, como novos).

Os fatores que levaram a PETROBRAS a contratar a conversao da P-36 dentro de uma abordagem "AS IS" para alguns sistemas, provavelmente prende-se ao fato de ser a Spirit of Columbus uma plataforma que nunca operou e consequentemente e supostamente ser uma plataforma nova.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Alguns fatos, no entanto, deverao ser considerados na analise da atual condicao dos sistemas e consequente adequabilidade aos requisitos PETROBRAS e seus possiveis impactos futuros na operacao da P-36 na Bacia de Campos:

a) A conclusao da construcao da plataforma se deu em 94 (prova final de mar) tendo varios de seus equipamentos sido entregues e montados a partir de 1991.

b) Apesar de supostamente nova, a manutencao/preservacao/conservacao dos sistemas existentes passou a ser executada a partir de agosto de 1995 (quando entao a plataforma passou oficialmente do estaleiro FINCANTIERI para o armador SANA, permanecendo no porto de Palermo, IT) tendo se restringido ao minimo necessario, dentro de um orcamento limitado e minimizado em funcao da saude financeira da Holding do grupo gestor do investimento (MSR) ter sido fortemente afetada, jah desde 1992, pelos resultados negativos decorrentes do insucesso na exploracao do Campo de Emerald.

c) A situacao real dos sistemas existentes , em termos de confiabilidade e/ou estado de preservacao interna / manutencao preventiva efetuada, eh duvidosa, em funcao de alguns indicios jah detectados. Nao existe hoje qualquer relatorio conclusivo dos sistemas ou equipamentos existentes que tenha sido emitido por tecnicos da PETROBRAS, baseados em analise e inspecao detalhada. Visitas anteriores a contratacao da Spirit of Columbus, por tecnicos da PETROBRAS, alem de curta duracao , focavam a analise na possibilidade de aproveitamento da unidade para conversao, dentro de uma visao generalista.

d) A PETROBRAS assumiu integralmente, dentro das negociacoes efetuadas para a contratacao da unidade, os custos operacionais (ai incluidos os de manutencao) da Spirit of Columbus durante o periodo de 01 janeiro a 30 de junho de 1997 , sem ter a E&P tido a oportunidade/possibilidade de fiscalizar qualquer dos trabalhos realizados, tanto do ponto de vista operacional quanto de manutencao, tenham sido eles de natureza corretiva, preventiva ou de preservacao/conservacao.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DISTRIBUIDOR DE FEITOS CÍVEIS E REGISTROS PÚBLICOS CARTORIAIS

e) Os sistemas existentes, ainda que funcionais, nao necessariamente atendem aos requisitos PETROBRAS cuja filosofia atual de operacao/ manutencao objetiva a permanencia da unidade por 20 anos na locacao, com confiabilidade e eficiencia, proporcionando o maximo retorno possivel para a PETROBRAS.
A adequabilidade dos sistemas, considerada a filosofia acima citada, deverah ser investigada. Quanto mais cedo sua execucao, maiores serao as chances de minimizarmos os custos de reparos/adaptacoes/ substituicoes necessarias. Estes custos serao, a grosso modo, pelo menos o dobro caso os trabalhos sejam realizados offshore, jah na locacao final, sem considerarmos possiveis impactos sobre a continuidade operacional da plataforma e seu nivel de producao (lucro cessante).

f) Nenhum plano mecanizado de manutencao, consistente e com visao de longo prazo, foi elaborado para os sistemas existentes . Havia por parte da MSR plano de executa-lo mas em funcao dos problemas ocorridos, com consequente intencao de venda da

plataforma, tal projeto foi abandonado. O plano elaborado e existente limitou-se a controlar manualmente o minimo de atividades relacionadas a preservacao basica (a custos minimos) dos equipamentos existentes, na tentativa de minimizar sua deterioracao.

g) Com excecao dos sobressalentes fornecidos para comissionamento a epoca do final de construcao da plataforma nenhum sobressalente foi comprado pela MSR, pelos mesmos motivos citados anteriormente. A intencao futura na epoca, caso operassem a plataforma, seria fazer contratos especificos de fornecimento de sobressalentes, fosse atraves de contratacao do proprio fabricante ou mesmo de servicos especializados. A situacao atual eh que nem mesmo uma lista de sobressalentes consistente encontra-se disponivel. Necessita analise de documentacao, elaboracao da lista de sobressalentes e inicio de processos de compra.

h) A obrigacao contratual do estaleiro DAVIE, no que diz respeito aos sistemas existentes designados como STATUS 1 e STATUS 2 (partes nao afetadas pelo UPGRADE), serah entrega-los de volta a PETROBRAS da mesma forma como os recebeu da PETROMEC. Ao estaleiro interessa certamente operar o minimo possivel os equipamentos existentes de forma a minimizar a possibilidade de inducao de problemas ou reparos, cujo onus seja passivel de imputacao ao mesmo. A obrigacao contratual de preservacao terah enfoque eminentemente de conservacao.

Plano de Atividades Proposto

Em face do anteriormente exposto existe necessidade de execucao por parte da PETROBRAS (E&P-BC) de um plano de atividades que contemple:

1) Disponibilizacao de documentacao existente para os Sistemas STATUS 1 e STATUS 2.

2) Selecao e Analise da documentacao disponibilizada.

3) Selecao/preparacao de um plano de inspecoes e testes a serem executados em cada um dos Sistemas, estruturados nao soh a partir de procedimentos atualmente existentes (mediante os quais a PETROBRAS tem feito a aceitacao de sistemas semelhantes em outras unidades jah recebidas) mas tambem da analise especifica das caracteristicas "as built" dos sistemas atraves da documentacao citada acima. O plano deverah estabelecer pelo menos parametros basicos de aceitacao.

4) Execucao das inspecoes e testes de operacionalidade dos sistemas propriamente ditos.

5) Emissao de relatorios consistentes e objetivos (com registros de parametros assinalados) onde irregularidades encontradas e recomendacao de acoes corretivas/ melhorias a serem implementadas deverao ser detalhadas.

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

6) Analise tecnico/economica dos relatorios dos sistemas, com definicao de estrategia de execucao (imediata ou postergada) em funcao da avaliacao de prazo e custos . As implicacoes sobre a futura operacao da unidade, bem como exequibilidade na locacao final, no caso de eventual postergacao de execucao, deverao ser claramente indicadas quando possivel.

7) Levantamento das facilidades de manutencao existentes e a serem implementadas visando a reduzir tempo de maquina parada e custo de manutencao quando da unidade jah operando na locacao final. A analise de possiveis interferencias e exequibilidade de manutencao dos equipamentos deverah ser contemplada.

8) Solicitar formalmente ao SEGEN contratacao/execucao de reparos e /ou melhorias se decidido pela viabilidade de execucao no canteiro sem impacto sobre o prazo global da obra.

9) Estudo dos sistemas existentes e preparacao/adequacao dos documentos/manuais existentes para consulta/treinamento dos futuros operadores/mantenedores. Selecionar documentacao cuja traducao para o idioma Portugues seja absolutamente necessaria (contemplando inclusive atendimento a NR-13).

10) Adequacao do plano de inspecao e documentacao relativa ao mesmo, aos requisitos da NR-13, onde aplicavel aos equipamentos existentes.

11) Definicao dos Sistemas/equipamentos (Status 1) para os quais serah necessario contratar "partida assistida" junto ao fabricante original.

12) Supervisao/execucao de implantacao no sistema RAST de manutencao de todos os equipamentos existentes.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

13) Levantamento de dados existentes de operacao/manutencao realizados, nao soh para subsidiar decisao de reparos / modificacoes mas tambem inclusao no banco de dados do RAST para futura analise de confiabilidade.

JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

14) Elaboracao do plano de sobressalentes e ferramentas especiais. Inicio do processo de compra dos considerados necessarios a operacao da plataforma quando de sua chegada na locacao final.

Recomendacoes

a) Envolver as diversas Gerencias de contato da E&P-BC na analise da documentacao existente e na elaboracao do referido plano detalhado de inspecoes/testes/recomendacoes.

b) Designacao atraves da GEDEP e NUPRO de uma equipe minima permanente, a ser incorporada a equipe no canteiro, composta pelo menos de (minimo) : 1 Tecnico de

Operacao (preferencia por quem tenha formacao da area eletrica); 1 Tecnico de Manutencao Mecanica; 1 Tecnico Manutencao Instrumentacao; Estes Tecnicos seriam responsaveis pela viabilizacao da execucao de parte do plano de atividades, incorporando ainda conhecimento de operacao e manutencao dos sistemas, o qual possibilitaria inclusive assumir a supervisao de operacao da plataforma durante seu reboque para a locacao final. Devemos lembrar que conforme contrato existente, o custo operacional de transporte do estaleiro para a Bacia de Campos cabe a PETROBRAS. Quanto maior o numero de tecnicos da propria PETROBRAS participarem da operacao de transporte (em detrimento de pessoal contratado) maior serah o retorno, em todos os sentidos, para a empresa.

c) Designacao de Tecnicos da GERMAQ para que em missoes especificas acompanhem o upgrade tecnico das turbinas LM1600 (pacote dos turbogeradores) a ser realizado nas oficinas de representantes autorizados GE, upgrade este previsto em negociacoes PETROBRAS e PETROMEC. Caberia ainda aos Tecnicos GERMAQ indicados, executar plano de atividades especifico para o sistema de Geracao Principal (em elaboracao) conforme negociacoes jah iniciadas entre GEDEP e GERMAQ.

d) Designacao de um Tecnico de Estabilidade, para em missao especifica, executar plano de atividades que possibilitem, dentro da filosofia mencionada, obter como resultado final uma avaliacao completa e conclusiva sobre os sistemas relativos a sua area de atuacao.

e) Designacao de Tecnicos, lotados nas demais Gerencias de Apoio, para que em missoes especificas e de periodos pre-determinados, executem as inspecoes/testes/acompanhamentos especificos nao passiveis de execucao pelas equipes mencionadas acima.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGIN

f) Designacao de responsaveis formais em cada uma das Gerencias de Apoio envolvidas para, em Macae, prover a necessaria estrutura de apoio a execucao dos planos de atividades.

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Conclusao

As acoes recomendadas, se implementadas, tendem a reduzir sensivelmente o grau de desconhecimento dos sistemas existentes na P-36 e seu potencial nivel de impacto sobre a operacionalidade/confiabilidade da plataforma quando da chegada a Bacia de Campos. A postergacao das acoes recomendadas poderao significar um maior numero de problemas imprevistos/imprevisiveis, algumas vezes de dificil solucao a curto prazo, com diminuicao da eficiencia operacional e aumento de seu custo associado, com consequente reflexo negativo sobre as metas de producao.

Atenciosamente
Rivadavia V. de Freitas Jr.
E&P-BC/GEDEP/GPAB/P-36

ANNEX VIII
APPENDIX II
SYSTEM ACCEPTANCE STATUS SUMMARY

No.	DESCRIPTION	STATUS	No.	DESCRIPTION	STATUS
1.	SHIP SERVICE		6.	PROCESS SYSTEMS	
10	Tank Level & Draught	1	60	Oil Production	4
11	Cathodic Protection	1	61	Oil Treatment	4
12	Ballast and Bilge System	1	62	Gas Process	4
13	Mooring	1	64	Gas Export	4
14	Watertight Devices	1	65	Oil Export	4
15	Cold Storage Units	1	67	Gas Compression	4
16	Pull-in System	2	68	Booster Gas Compression	4
17	Towing	1	69	Gas Lift	4
18	Galley and Laundry	1	7.	OTHER UTILITIES	
19	Tank Vent and Sounding Pipes	1	72	Retrieved Oil	4
2.	SAFETY		73	Produced Water Treatment	4
20	Rescue System	1	74	Oil & Gas Chemical Injection	4
21	Aids to Navigation	1	75	Injection Water Chemical	3
23	Fire and Gas Detection	2	76	Atmospheric Vent	3
24	Fire-Fighting Equipment	1	77	Water Injection system	3
25	Passive Protection	1	78	High Pressure flare	4
26	Escape Routes	2	79	Low Pressure flare	4
28	Foam System	2	8.	TELECOMMUNICATION	
29	CO-2 System	2	83	Energy System	1
3.	GENERAL UTILITIES		84	Radio Operational	1
30	Open Drain	2	85	Intercommunication	1
31	Close Drain	2	86	Telephone Net	2
32	Sewage	1	87	Supporting Members	1
33	Living Quarters	2	88	Communications	2
34	Helideck	1	9.	ELECTRIC UTILITIES	
35	Inert Gas	1	90	Main Generation	1
36	Workshops	1	91	Main Substation	2
37	Warehouse	1	92	Emergency Generation	1
38	Hoisting / Cranes	1	94	Emergency Lighting	2
39	Hospital	1	95	General Lighting	2
4.	WATER UTILITY SYSTEMS		96	Essential Power Supply	1
40	Potable Water	1	97	Non-Essential Power Supply	1
42	Cooling Water	2	99	Direct Current	1
43	Hot Water	2	10.	CONTROL SYSTEMS	
44	Hypoclorine Unit	1	106	ECOS	2
45	Sea Water	1	107	Hydraulic Units	3
46	Fresh Water	1	108	Control/Interlock.System	2
47	Fire-Fighting Water	1	109	Ballast Interlock.System	2
48	Tank Cleaning	1			
5.	VAC, AIR AND FUEL				
50	Instrument Air	1			
51	Service Air	1			
52	VAC	2			
53	Start-up Air	1			
55	Diesel Oil	1			
56	Fuel Gas	4			

For a key to the categories refer to Annex XIII item 3.13

É COPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTA GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

3.1.2 - The list of main systems is shown in Appendix II to this annex. It is the responsibility of t CONTRACTOR to break down the systems into parts that can function independently in order comply with and make easier the installation and the testing phases under safe conditions. Tl breakdown is to be agreed with BRASOIL. The existing equipment/systems not affected by t upgrade shall be , presented to BRASOIL after 45 days from project authorization for each syste "Statement of Transfer and Acceptance of Systems" (TTAS) to be issued and then starts t presentation of the equipment/system.

In case BRASOIL confirms that they don't have available the required personnel to follow-t the acceptance tests as above mentioned. This matter well have to be discussed and agreed betwe the parties

3.1.3 - Appendix II shows the vessel systems categorized into four groups, the key for these are:

STATUS: (1.) Existing vessel systems which are in service and unaffected by the upgrade workscope. The systems are not to be retested and shall be accepted upon evidence of the original test memoranc and Certification Society acceptance.

(2.) Existing systems which will be modified as a consequence of the upgrade workscope. The systems shall be retested either completely or partially in the affected areas, depending on th extent of the modification.

3. New equipment/systems installed as a consequence of the upgrade which can be taken to start u assistance/acceptance level (TTAS) at the jobsite.

4. New equipment/systems installed as a consequence of the upgrade which requires hydrocarbc oil or gas to complete the acceptance tests. These systems shall be completed to Mechanic: Acceptance at the Jobsite and handover to BRASOIL. Completion of Pre-operations an Acceptance Testing shall be offshore by BRASOIL with an agreed technical assistance from th CONTRACTOR.

3.2 - COMMISSIONING

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

3.2.1 - The CONTRACTOR shall prepare a computer aided system for programming and control a the commissioning activities.

3.2.2 - All items of materials / equipment related to the upgrade, which bear tags, as well as th piping, electrical and instrumentation loops must be commissioned. Control of the commissioning c these items must go all the way from the stages of fabrication, erection and testing to the delivery c the Production Unit.

3.2.3 - The commissioning phase shall be broken down into the following activities:

3.2.3.1 - PRESERVATION - Preservation means those activities that are needed to maintain th existing and the new equipment / systems of the Unit in proper state of conservation during the entir period of time required from fabrication to operation thereof;

3.2.3.2 - CHECKING OF FUNCTIONALITY - This is intended to gauge the equipment / system

PETROBRAS

Documento Interno Petrobras - DIP

Rio de Janeiro, 19/03/2001

SMS 49/2001

Para: E&P-SSE

Assunto: Comissão de Investigação do Acidente na [redacted]

Indicamos o Gerente de Segurança da SMS CID GUILHERME PEÇANHA VALÉRIO, matrícula 0315519, para compor a Comissão de Investigação do acidente na [redacted], ocorrido em 15.03.2001.

Atenciosamente,

Irani Carlos Varella
Gerente Executivo de Segurança, Meio Ambiente e Saúde

C/C: E&P-CORP/SMS, SMS/SG

amb

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

VOTO DO VICE-PRESIDENTE EDUARDO CUNHA

Anexo 19

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

Senhor Subsecretário Adjunto de Administração Tributária;

Trata o presente de análise sobre a cobrança ou não do ICMS em decorrência do ocorrido com a plataforma P-36, que afundou no dia 15 de março de 2001, no Campo Roncador da Bacia de Campos.

Procuramos examinar a legislação tributária pertinente, subdividindo o estudo na forma que se segue: I – Das considerações preliminares; II - Da exigência do imposto na importação e do momento da ocorrência do fato gerador III - Do regime de admissão temporária e das hipóteses de incidência do ICMS; IV - Da hipótese de exclusão do crédito tributário e suas condições; V - Do inadimplemento do regime de admissão temporária; VI - Da impossibilidade do creditamento; e VII – Conclusão.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE ESTUDOS TRIBUTÁRIOS

I – Das considerações preliminares

Para melhor compreensão da análise que ora se faz, há que se considerar a amplitude do conceito conferido ao termo "mercadoria" no âmbito do Direito Tributário, refletido neste Estado, atualmente, no inciso I, do artigo 3º, do Livro XVII, do Regulamento do ICMS/2000, a seguir transcrito:

> *"Art. 3º - Para os efeitos do disposto neste regulamento, considera-se:*
>
> *I- mercadoria, todo e qualquer bem móvel, novo ou usado, produto in natura, acabado ou semi-acabado, matéria-prima, produto intermediário, material de embalagem ou de uso e consumo e, ainda, o destinado à utilização em caráter duradouro ou permanente, na instalação, exploração ou equipamento do estabelecimento."*

Verifica-se, pois, que o RICMS considera como mercadoria, para efeito de incidência do imposto, todo e qualquer bem móvel, seja o destinado à industrialização, à mercancia, ao ativo fixo ou ao uso ou consumo do estabelecimento.

Esse conceito tem como um dos seus fundamentos o emitido no artigo 20, da Lei Complementar nº 87/96, e também no artigo 155, § 2º, IX, "a", da Constituição Federal, que assim dispõem:

> *"Art. 20. Para a compensação a que se refere o artigo anterior, é assegurado ao sujeito passivo o direito de creditar-se do imposto anteriormente cobrado em operações de que tenha resultado a entrada de*

> ***mercadoria***, *real ou simbólica, no estabelecimento,* ***inclusive a destinada ao seu uso ou consumo ou ao ativo permanente*** *..."* (grifo nosso)
>
> *"Art. 155 - Compete aos Estados e ao Distrito Federal instituir impostos sobre:*
>
> .....
>
> *.§ 2º - O imposto previsto no inciso II atenderá ao seguinte:*
>
> .....
>
> *IX - incidirá também:*
> *a) sobre a entrada de* ***mercadoria*** *importada do exterior,* ***ainda quando se tratar de bem destinado a consumo ou ativo fixo*** *do estabelecimento, assim como sobre serviço prestado no exterior, cabendo o imposto ao Estado onde estiver situado o estabelecimento destinatário da mercadoria ou do serviço;*
> ..... ." (grifo nosso)

Em consonância com o exposto, ensina Ricardo Lobo Torres[1] que: *"quanto ao objeto, pode ser qualquer bem suscetível de circulação econômica, pois inexiste um conceito unívoco de mercadoria; o ICMS incide sobre a mercadoria em seu sentido lato, que compreende igualmente os bens imobilizados no ativo das empresas, o ouro quando não definido como ativo financeiro ou instrumento cambial (art. 153, § 5º), os minerais, a energia elétrica e o petróleo, inclusive lubrificantes, combustíveis líquidos e gasosos dele derivados."* (grifo nosso)

No mesmo sentido, leciona Roque Antonio Carrazza que *"o ICMS pode onerar as importações de bens destinados a consumo ou ativo fixo e as operações que destinem bens móveis a consumidor final, ainda que não seja contribuinte do imposto. Logo, dando desfecho a este raciocínio, o ICMS, graças às mencionadas exceções constitucionais, pode gravar operações relativas à circulação de bens não destinados à comercialização, que não são, pois, mercadorias."* (grifo nosso)

Essa tese também é acolhida pela jurisprudência,[2] como base no próprio texto constitucional, como se deduz da decisão ora transcrita:

> *"ICMS – IMPORTAÇÃO – "BEM" E "MERCADORIA" – EXEGESE. Dispondo o artigo art. 155, inc. I, b, e inc. IX, a, da Constituição que compete aos Estados instituir impostos sobre operações relativas à circulação de mercadorias , ainda que se iniciem no exterior, e que esse imposto incidirá também sobre a entrada de mercadoria importada do exterior, ainda quando se tratar de bem destinado a consumo ou ativo fixo do estabelecimento, é de se observar* ***que a norma***

[1] Curso de Direito Financeiro e Tributário, Ricardo Lobo Torres, 6ª Edição Atualizada até a Emenda Constitucional nº 21, de 1999, página 333.
[2] TJ-SP –Ac. Unân. Da 9ª Câm. Civ. Julg. em 05-05-94 –Ap. 225.817-2/7 –Capital – Rel. Des. Aldo Magalhães

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL CUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

constitucional ou não admite distinção entre mercadoria e bem ou distingue, mas para permitir a incidência do imposto também na importação de um bem, que teria sentido mais amplo, nele compreendido o de mercadoria. *De feito, ao estabelecer que o imposto incidirá sobre a entrada de mercadoria importada do exterior, ainda quando se tratar de bem destinado a consumo ou a ativo fixo do estabelecimento, de duas uma: ou a norma constitucional emprega o termo bem como sinônimo de mercadoria – podendo ser substituído por este e até omitido – ou confere ao termo bem um sentido mais amplo, que compreende o de mercadoria.* ***Em qualquer das duas hipóteses resulta claro que a Constituição não pretendeu limitar a incidência do ICMS à importação de coisa que se enquadrasse no conceito restrito de mercadoria.***" (grifo nosso)

II- Da exigência do ICMS na importação e do momento da ocorrência do fato gerador

Conforme dispõe o artigo 155, § 2º, IX, "a", da Constituição Federal, anteriormente transcrito, o imposto sobre a operação relativa à circulação de mercadorias ou prestação de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação (ICMS) **incide também** (1) ***"sobre a entrada de mercadoria importada do exterior*** (2), ***ainda quando se tratar de bem destinado a consumo ou ativo fixo do estabelecimento,*** *(3) assim como sobre serviço prestado no exterior, cabendo o imposto ao Estado onde estiver situado o estabelecimento destinatário da mercadoria ou do serviço".* (grifo nosso).

Ressalte-se, preliminarmente, que, ao se referir às diversas situações em que a circulação de mercadoria é elemento fático da hipótese de incidência do ICMS, o legislador constituinte utilizou a expressão *"sobre as operações"* ou *"nas operações"*, ao passo que para previsão normativa de incidência quando ocorre a importação refere-se apenas à **entrada de mercadoria importada do exterior**, para, em seguida, incluir hipóteses em que o bem importado não seria considerado uma mercadoria, caso fosse adotado para definição do termo o conceito estrito do direito comercial (bem móvel destinado à mercancia). Portanto, pelo exposto até este ponto, claro está que não há necessidade de elocubrações literárias sobre o conceito de circulação de mercadorias, visto que a exigibilidade do imposto decorre tão-somente de importação realizada.

No mesmo sentido, define o inciso I, do parágrafo único, do artigo 4º, da Lei Complementar 87, de 13 de setembro de 1996, ser também contribuinte a pessoa física ou jurídica que, mesmo sem habitualidade, importe mercadorias proveniente

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

do exterior, ainda que as destine a consumo ou ao ativo permanente do estabelecimento.

De fato, determinou o legislador constituinte originário que os Estados exijam o ICMS na importação, sendo irrelevante ao Poder Tributante a que título foi realizada a entrada da **mercadoria** ou do **bem**. Repise-se, nesse sentido, o estatuído no artigo 2º, § 2º, da Lei Complementar 87/96, que *"a caracterização do fato gerador independe da natureza jurídica da operação que o constitua"*, ou seja, todo ato jurídico (no caso em tela a importação) que implique em circulação econômica de mercadoria e, também, entrada de mercadoria do exterior, independentemente de suas classificações ou categoria jurídica, de natureza gratuita ou onerosa, será fato gerador do ICMS. Neste sentido, a jurisprudência e a doutrina majoritária[3] entendem ocorrer o fato gerador do imposto estadual independentemente da transferência ou não do domínio do bem ou mercadoria.

No que se refere ao aspecto temporal, ou seja, ao instante em que se configura a hipótese de incidência na operação de importação, dispõe o inciso IX, do artigo 12, da Lei Complementar 87/96 e o inciso V, do artigo 3º, da Lei 2657, de 26 de dezembro de 1996, que o fato gerador ocorre no momento do desembaraço aduaneiro.

III- Do regime de admissão temporária e das hipóteses de incidência do ICMS

O artigo 22, da Constituição Federal dispõe, em seu inciso VIII, ser competência privativa da União legislar sobre *"comércio exterior e interestadual."* No uso dessa competência, estabelece o artigo 297, do Regulamento Aduaneiro, aprovado pelo Decreto nº 91.030/85, que no ato concessivo do regime de admissão temporária *"a autoridade aduaneira fixará o prazo de vigência do regime, que será contado do desembaraço aduaneiro."*

Inquestionável, portanto, que ocorre o desembaraço aduaneiro quando há importação de bem ou mercadoria do exterior amparada pelo regime de admissão temporária.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

[3] Entre outros Ives Gandra da Silva Martins e Flávio Bauer Novelli. MARTINS, Ives Gandra da Silva. Sistema Tributário na Constituição de 1988. São Paulo. Saraiva 1990.

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Assim sendo, salvo disposição expressa da legislação tributária em contrário, é hipótese de incidência, sujeita à cobrança do imposto estadual, a entrada de bem ou mercadoria proveniente do exterior, ainda que amparada pelo regime de admissão temporária, no desembaraço aduaneiro.

Saliente-se, ainda, o estabelecido no inciso I, do artigo 31, do Decreto-lei nº 37, de 18 de novembro de 1966, que considera ser importador *"qualquer pessoa que promova a entrada de mercadoria estrangeira no território nacional."*

IV- Da hipótese de exclusão do crédito tributário e suas condições

Dispõe o artigo 175, I, do Código Tributário Nacional (Lei 5.172, de 25 de outubro de 1966), recepcionado pela atual Constituição com *status* de Lei Complementar, ser hipótese de exclusão do crédito tributário a **isenção**.

A Constituição Federal de 1988 determina em seu artigo 155, § 2.º, XII, "g", que cabe à Lei Complementar regular a forma como, mediante deliberação dos Estados e do Distrito Federal, isenções, incentivos e benefícios fiscais serão concedidos e revogados. A Lei Complementar nº 24, de 24 de janeiro de 1975, também recepcionada pela Constituição Federal de 1988, determina, em seu artigo 1º, que as isenções do imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias serão concedidas ou revogadas nos termos de convênios celebrados e ratificados pelos Estados e pelo Distrito Federal.

No dia 22 de outubro de 1999, em Vila Velha, ES, as unidades federadas firmaram o convênio ICMS 58/99, que as autorizava conceder isenção do ICMS incidente no desembaraço aduaneiro de mercadoria ou bem importado sob o amparo do Regime Especial Aduaneiro de Admissão Temporária previsto na legislação federal específica.

Com fundamento no disposto no Convênio ICMS 58/99, estabelece o artigo 13, do Livro XI, do Regulamento do ICMS, aprovado pelo Decreto 27.427, de 17 de novembro de 2000, com as alterações introduzidas pelo Decreto 27.816, de 24 de janeiro de 2001, e pelo Decreto 28.674, de 28 de junho de 2001, *in verbis:*

> ***"Art. 13.*** *No caso de mercadoria importada do exterior sob o regime especial aduaneiro de admissão temporária, o imposto será devido se:*
> *I - houver cobrança proporcional pela União, dos impostos federais;*

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

II - a mercadoria permanecer no território nacional após expirado o prazo da admissão temporária;
III - a mercadoria for alienada antes de expirado o prazo da admissão temporária.
§ 1.º Na hipótese do inciso I, a base de cálculo do ICMS será reduzida do mesmo percentual utilizado pela Receita Federal para o cálculo dos seus impostos.
§ 2.º Ocorrendo inadimplemento das condições do regime especial de que trata o caput, o ICMS tornar-se-á exigível desde a data da entrada em território nacional, com os acréscimos previstos em lei.
§ 3.º Por ocasião da aposição do "visto" a que se refere o inciso I, do artigo 3.º, o importador deve apresentar o "Termo de Responsabilidade" (TR) devidamente visado pelo fisco federal.
§ 4.º A redução prevista no § 1.º:
1 - somente se aplica aos casos em que a importação se realizar pelos portos ou aeroportos do Estado do Rio de Janeiro;
2 - não se aplica à mercadoria e ao bem importados por empresa que, em relação à empresa estrangeira exportadora, seja coligada, controlada ou interdependente, que estarão sujeitos à tributação normal".(grifo nosso)

Dessa forma, consoante o disposto na legislação tributária estadual, conforme previsto no § 2.º, do artigo 13, verificado o inadimplemento das condições do regime de admissão temporária, o ICMS torna-se exigível desde a data da entrada entrada em território nacional, com os acréscimos legais.

Portanto, a configuração do fato ocorrido com a Plataforma P-36, como hipótese de cobrança ou não do ICMS, depende, fundamentalmente, da determinação de ocorrência de inadimplemento do regime de admissão temporária por parte da Petrobrás, beneficiária do regime e signatária do termo de responsabilidade.

V- Do inadimplemento do regime de admissão temporária

Com base na citada competência privativa estabelecida no inciso VIII, do artigo 22, da Constituição Federal, dispõe o *caput* do artigo 79, da Lei Federal nº 9.430, de 27 de dezembro de 1996, que *"os bens admitidos temporariamente no País, para utilização econômica, ficam sujeitos ao pagamento dos impostos incidentes na importação proporcionalmente ao tempo de sua permanência em território nacional, nos termos e condições estabelecidos em regulamento".*

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

A Medida Provisória 1.636, de 12 de dezembro de 1997, inseriu parágrafo único ao supracitado artigo 79, da Lei nº 9.430/96[4], que atribuiu competência ao Poder Executivo Federal para excepcionar, em caráter temporário, a aplicação da cobrança proporcional em relação a determinados bens. A referida Medida Provisória foi sucessivamente reeditada e convertida, atualmente, na Medida Provisória nº 2.189-49, de 23 de agosto de 2001.

Com base no artigo 79, da Lei nº 9.430/96 e no artigo 6º, da Lei nº 9.826, de 23 de agosto de 1999, que criou a figura da exportação ficta no caso de venda de produto nacional a empresa sediada no exterior, para ser utilizado exclusivamente nas atividades de pesquisa ou lavra de jazidas de petróleo e de gás natural, ainda que a utilização se faça por terceiro sediado no País, foi editado o Decreto Federal de nº 3.161, de 3 de setembro de 1999, que instituiu o regime aduaneiro especial de exportação e de importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e de gás natural-REPETRO.

O Decreto 3.161/99 estabeleceu que, aos bens enquadrados no REPETRO, a admissão temporária será concedida com suspensão total do pagamento dos impostos incidentes na importação, delegando competência à Secretaria da Receita Federal (SRF) para expedir as normas necessárias ao disciplinamento do REPETRO.

A SRF, no uso da atribuição conferida pelo artigo 4º, do Decreto 3.161/99, expediu a Instrução Normativa nº 04, de 10 de janeiro de 2001, que, em seu artigo 26, estabelece os casos de extinção do regime de admissão temporária e, em seu inciso III, prevê, entre outras, a hipótese de *"destruição às expensas do beneficiário."*

O § 3º, do artigo 27, da mesma Instrução Normativa[5], repetindo o que estabelecia o artigo 22 da Instrução Normativa nº 87, de 1º de setembro de 2000,

---

[4] Art. 79 da Lei 9430/96: "*Os bens admitidos temporariamente no País, para utilização econômica, ficam sujeitos ao pagamento dos impostos incidentes na importação proporcionalmente ao tempo de sua permanência em território nacional, nos termos e condições estabelecidos em regulamento.*
Parágrafo único. O Poder Executivo poderá excepcionar, em caráter temporário, aplicação do disposto nete artigo em relação a determinados bens."

[5] A Instrução Normativa nº 4, de 10 de janeiro de 2001 que revogou a Instrução Normativa nº 87, de 01 de setembro de 2000, estabelece no § 3º de seu artigo 22 : *"Será admitida a baixa total ou parcial do TR, liberando-se a garantia correspondente à admissão temporária de bens importados ou desnacionalizados, nos termos desta Instrução Normativa, quando forem objeto de acidente, naufrágio ou outro sinistro* ***que o beneficiário não tenha dado causa****, comprovado mediante laudo técnico emitido por pessoa ou entidade credenciada pela SRF."*(grifo nosso)

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

somente libera o cumprimento da garantia correspondente à admissão temporária de bens importados ou desnacionalizados, quando forem objeto de acidente, incêndio, naufrágio ou outro sinistro que o beneficiário não tenha dado causa.

Ou seja, comprovada a responsabilidade do beneficiário, não será dada a baixa no termo de responsabilidade sem o pagamento dos impostos federais, o que configura, a nosso ver, o inadimplemento das condições do regime de admissão temporária.

Por todo o exposto, esta Superintendência aguardou a expedição do Relatório da Comissão de Investigação da Agência Nacional do Petróleo e da Diretoria de Portos e Costas (ANP/DPC), que foi divulgado no dia 17 de julho do ano em curso. Na página 22 do relatório a comissão conclui que:

> *"A análise da documentação de engenharia disponível permitiu identificar como crítica a inadequação da classificação da área de risco em torno dos tanques de drenagem de emergência.*
>
> *A ineficácia das medidas para conter o alagamento ou proceder ao desalagamento da coluna de popa boreste, após o rompimento do tanque de drenagem de emergência, demonstram falhas no esquema operacional de controle de estabilidade de unidade flutuante, em condições de avaria.*
>
> *O quadro delineado evidencia deficiências no sistema de gestão operacional das atividades marítimas de petróleo e gás natural da Petrobrás na condução das atividades específicas à plataforma P-36"* (grifo nosso)

Assim sendo, em função do laudo das referidas entidades, parece-me configurada a responsabilidade da Petrobrás, uma vez que esta contribuiu diretamente à ocorrência do fato, dando causa ao mesmo, o que determinou o inadimplemento das condições do regime especial de admissão temporária com sua extinção. Por conseguinte, tornou-se devido o ICMS desde a data da entrada da plataforma em território nacional, com os acréscimos previstos em lei.

Uma vez demonstrado o direito à exigência do imposto estadual, em face do inadimplemento das condições do regime de admissão temporária, faz-se necessário analisar a possibilidade de a empresa creditar-se do imposto que deve ser pago.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

VI - Da impossibilidade do creditamento

O ICMS caracteriza-se por ser um imposto plurifásico e não-cumulativo, ou seja, é um tributo que incide, sob o aspecto econômico, sobre o montante acrescido em cada etapa de circulação da mercadoria.

Juridicamente afasta-se a cumulatividade, evitando-se a incidência de tributo sobre tributo, pela sistemática da compensação,[6] isto é, incide o imposto sobre o montante total em cada etapa da circulação, abatendo-se deste o crédito correspondente ao valor cobrado nas operações anteriores.

No que se refere ao tratamento dispensado aos investimentos em ativo fixo, e que determina a base de incidência do imposto sob aspecto econômico,[7] o imposto plurifásico sobre valor adicionado pode ser do tipo consumo, renda ou produto bruto. O Sistema Tributário Brasileiro adotou até a edição da Lei Complementar 87/96 o tipo produto bruto, no qual é vedado o crédito nas aquisições de ativo fixo. Após a Lei Complementar 87/96, mas anteriormente à produção dos feitos da Lei Estadual n.º 3188/99, vigia a regra do crédito integral para o imposto pago nas aquisições do ativo imobilizado, ou seja adotou-se o imposto do tipo consumo. Com a edição da Lei Estadual n.º 3188/99, o crédito passou, no Estado do Rio de Janeiro, a ser diferido, ou melhor, rateado em até 60 meses, regra que vigorou até o início da eficácia da Lei Complementar 102/00, que estabeleceu o crédito à razão de 1/48 ao mês em todas as unidades federadas. Dessa forma, vige no Sistema Tributário Nacional o ICMS do tipo renda, em que os investimentos realizados em ativo fixo são incluídos na base de incidência realizando-se a retirada dos montantes aproximados ao da depreciação do bem.

---

[6] Não se trata aqui da compensação a que se refere o inciso II, do artigo 156, do CTN, concernente à modalidade de extinção do crédito tributário, pois os créditos, aqui referidos, não são líquidos e certos. A compensação refere-se apenas de compensação financeira em que se compensam débitos e créditos.

[7] O imposto sobre valor adicionado, do qual o ICMS é uma espécie, pode ser monofásico (incidente em uma das etapas da cadeia produtiva: na industrialização, na distribuição ou na fase de venda a consumidor final) ou plurifásico. O imposto sobre valor adicionado plurifásico pode incidir, em seu aspecto econômico, sobre 3 bases tributárias distintas, o que depende essencialmente do tratamento dispensado aos investimentos em ativo fixo, sendo elas: 1- Produto Nacional Bruto (=Produto Nacional Líquido + Depreciação) – "Gross National Product – GNP type VAT-, o que implica em incluir na base de incidência a depreciação e investimentos em capital; 2- Produto Nacional Líquido (= Produto Nacional Bruto – Depreciação) – " Net National Product VAT type", que mantém os investimentos em capital na base de incidência mas retiram a depreciação; e 3- Consumo, ou seja, não incide o imposto sobre investimentos em capital e em depreciação ("Consumption type VAT").

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Portanto, sob o aspecto jurídico-tributário, a não-cumulatividade como regra constitucional impositiva cinge-se, como será adiante demonstrado, à hipótese de a mercadoria adquirida ser destinada à mercancia e apenas nos casos em que haja incidência na operação subsequente. Assim sendo, o crédito relativo à aquisição de mercadoria destinada ao ativo fixo do sujeito passivo não decorre do princípio constitucional da não-cumulatividade expresso no artigo 155, §2º, I, da Constituição Federal, que dispõe:

> *"Art. 155. .....*
> *.....*
> *§ 2.º O imposto previsto no inciso II atenderá ao seguinte:*
>
> *I - será não-cumulativo, compensando-se* ***o que for devido em cada operação*** *relativa à circulação de mercadorias ou prestação de serviços* ***com o montante cobrado nas anteriores*** *pelo mesmo ou outro Estado ou pelo Distrito Federal;"* (grifo nosso)

Assim sendo, por força do disposto no inciso I o ICMS a ser pago ou creditado será o valor oriundo da **compensação** entre o imposto devido em determinada operação de circulação de mercadorias com o que foi cobrado em operação anterior. Conseqüentemente, para que ocorra essa **compensação**, não basta haver a cobrança do imposto em um determinado momento, é necessário que haja uma operação posterior, e que esta seja tributada. Do contrário, não havendo valor com o qual o imposto possa ser compensado, o crédito se transforma em benefício fiscal, pois deixa de consistir em instrumento para o cálculo do tributo sobre o valor acrescido na operação posterior — característica dos impostos não-cumulativos — resultando em dedução total do ICMS cobrado, verdadeira isenção.

Na realidade, o princípio da não cumulatividade, com sua natureza jurídica constitucional expressa no inciso I, do § 2º, de seu artigo 155, somente é aplicável, como tal, ao caso de circulação de **mercadoria destinada à comercialização**. Se assim não fosse, conforme já explicitado, toda a sistemática vigente até a edição da Lei Complementar 87/96, que vedava o creditamento do imposto incidente na aquisição de ativo permanente, assim como a regra emanada da Lei Complementar 102/00, que difere o montante de crédito ao longo de 48 meses, seria considerada inconstitucional, hipótese, a nosso ver, descabida.

Nesse sentido dispõe o mesmo citado artigo 155, da Constituição Federal, que é categórico ao determinar, na alínea "a", do inciso II, de seu § 2º:

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PIMENTEL BUSSIÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

> *"II - a isenção ou não-incidência, **salvo determinação em contrário da legislação:***
> *a) não implicará crédito para compensação com o montante devido nas operações ou prestações seguintes;"*
> (grifo nosso)

Ou seja, para que possa ser creditado o imposto incidente sobre a entrada de mercadorias, que não sejam tributados pelo ICMS em operação posterior de circulação, é imprescindível haver disposição expressa na legislação — como a que consta do artigo 20, da Lei Complementar nº 87/96, que estende aos bens do ativo permanente o direito ao crédito do imposto. Inquestionável, portanto, por força do que determina o dispositivo constitucional acima transcrito, que esta menção ao ativo permanente estabelecida na Lei Complementar 87/96 não pode ser considerada meramente exemplificativa. O crédito, nesta hipótese, tem natureza constitucional de exceção à norma geral e somente aplicável em face da regra estabelecida pela legislação infra-constitucional, com base no citado artigo 155, §2º, II. Nesse sentido ensina Ricardo Lobo Torres[8]:

> *" **Finalmente, o crédito fiscal é condicionado à ulterior saída tributada, isto é, o crédito pela entrada é usufruído sob a condição resolutória da ulterior desagravação fiscal**. Se vier a ser concedida a isenção na saída, o contribuinte é obrigado a estornar o crédito, pois, como prevê o art. 155, § 2º, II, letra b, da CF a isenção ou não incidência "acarretará a anulação do crédito relativo às operações anteriores". Da mesma forma se procederá se a mercadoria perecer ou for alienada por preço inferior ao da compra, pois na equação financeira do tributo não-cumulativo o crédito só será utilizado até o valor concorrente com o do débito fiscal, já que o tributo, embora plurifásico, incide uma única vez sobre a mercadoria. Mas como ressalva o art. 155, § 2º, I, confirmado pelo art. 155,§ 2º, item II, letra f, a legislação pode autorizar a manutenção do crédito em certos casos, transformando-o em crédito autônomo ou incondicionado, o que constituirá um incentivo fiscal; assim acontece com os créditos referentes a mercadorias e serviços que venham a ser objeto de operações ou prestações destinadas ao exterior, que não se estornam (art. 21, § 2º, da LC 87/96) e que, se acumulados, podem ser imputados pelo sujeito passivo a qualquer estabelecimento seu no Estado ou transferidos, se ainda remanescerem, a outros contribuintes do mesmo Estado, mediante a emissão pela autoridade competente de documento que reconheça o crédito (art. 25, § 1º, da LC 87/96); a mesma regra poderá se aplicar, se houver lei estadual autorizativa, aos demais de saldos credores acumulados a partir da LC 87/96 (art. 25, § 2º). **Outra exceção à natureza condicionada à ulterior saída tributada foi criada pela LC 87/96 com relação à entrada de bens do ativo fixo, cujos créditos só serão estornados se tais bens forem alienados antes de decorridos cinco anos de sua aquisição (art. 21, § 1º)**."*
> (grifo nosso)

[8] Curso de Direito Financeiro e Tributário, Ricardo Lobo Torres, 6ª Edição Atualizada até a Emenda Constitucional nº 21, de 1999, página 334.

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

Assim sendo, a natureza jurídica de possível crédito relativo a imposto incidente sobre a entrada de bem, que esteja dissociado de qualquer operação subsequente tributável, tem caráter excepcional e representa verdadeira exceção à sistemática do ICMS.

Conforme constatado no contrato de subfretamento apresentado pela PETROBRAS (fls . 11 a 89) e na Declaração de Importação de nº 00/0103516-3, data de registro 04.02.2000 (fls. 3 a 7) assim, como no Termo de Responsabilidade (fl. 08), a embarcação (P-36) é de propriedade de empresa domiciliada no exterior, sendo sua importação realizada com base no regime de admissão temporária. Ora, este regime não se aplica ao que entra no País para ser comercializado, condição própria da mercadoria destinada à mercancia, mas sim ao que, provisoriamente, é admitido no Brasil, e terá de retornar ao seu país de origem em prazo previamente estabelecido. Claro está, portanto, que, tendo entrado no País sob regime de admissão temporária, a embarcação não pode ser considerada mercadoria que será posta no comércio, mas sim um bem que pertence ao patrimônio de empresa domiciliada no exterior e que nunca fez parte do ativo permanente da empresa importadora aqui domiciliada. Dessa forma, a possibilidade de crédito de imposto pago na importação depende de norma expressa autorizativa, que não existe.

Em verdade, a única operação posterior a que poderia estar sujeita a embarcação, enquanto respeitado o regime de admissão temporária a que estava submetida, seria o seu retorno ao exterior, situação sobre a qual não incidiria o ICMS, o que ensejaria a vedação de qualquer aproveitamento de crédito.

Além de tudo o que já foi até aqui exposto, importante salientar que possível alegação de direito à utilização de crédito do ICMS devido na importação, na hipótese em análise, teria o efeito de caracterizar toda a transação sob amparo do regime aduaneiro especial como um conjunto de atos jurídicos viciados, com a intenção de prejudicar o direito do Estado exigir o crédito tributário que lhe seria devido desde a data da entrada da mercadoria importada. Ora, se o verdadeiro objetivo tivesse sido o de importar mercadoria destinada ao ativo fixo da empresa, decorrência lógica do pleito ao crédito do imposto, estar-se-ia diante de hipótese enquadrada como ato ilícito, realizado por meio da combinação de contrato de subfretamento com entrada de embarcação sob amparo do regime de admissão temporária (vontade declarada ou negócio jurídico aparente) para ocultar a real intenção de importar mercadoria para seu ativo permanente. Ou seja, tratar-se ia de típica simulação, nos termos do artigo 102 do Código Civil, caracterizada pela divergência entre a vontade real e a vontade declarada, com a intenção de prejudicar o sujeito ativo da obrigação tributária.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

VI - Conclusão

Ante todo o exposto, é o entendimento desta Superintendência que:

1- em face das disposições contidas no Convênio 58/99 e no artigo 13, §2º, do Livro IX, do Regulamento do ICMS, combinado com o disposto nos artigos 4º, do Decreto federal 3.161/99, 26 e 27, da Instrução Normativa 04/2001 da SRF e com as conclusões a que chegaram a Comissão de Investigação da Agência Nacional do Petróleo e a Diretoria de Portos e Costas, tornou-se devido o ICMS desde a data da entrada da plataforma em território nacional, com os acréscimos previstos em lei;
2- considerando não haver ulterior operação tributada pelo ICMS e por não ser a embarcação mercadoria do ativo fixo da empresa, combinado com o fato de que inexiste legislação tributária que expressamente autorize o crédito, não há amparo legal para a empresa se creditar do ICMS que passou a ser devido em decorrência do inadimplemento das condições do regime de admissão temporária.

SET, em 04 de outubro de 2001.

LEONARDO DE ANDRADE COSTA
Superintendente Estadual de Tributação

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

VOTO DO VICE-PRESIDENTE
EDUARDO CUNHA

ANEXO 20A

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

PETROBRAS

Documento Interno Petrobras - DIP

Rio de Janeiro, 25/04/2001

E&P-CORP 120/2001

Para: UN-BSOL, UN-AM, UN-SEAL, UN-RNCE, UN-BA, UN-ES, UN-BC, UN-RIO WEB, UN-SUL, CENPES, ENGENHARIA

Assunto: Revisão das Diretrizes de Projeto de Instalações Marítimas de Produção do E&P

Objetivando atender à resolução da Diretoria Executiva, emitida a partir do relatório parcial da comissão que investiga o acidente da Plataforma [redacted], determinamos que seja considerada desde já, para os projetos em andamento e futuros, a inclusão do parágrafo abaixo na ET-3000.00-1300-941-PGT-001 – Critérios Gerais para Arranjos de Unidades de Produção, integrante das Diretrizes de Projeto de Instalações Marítimas de Produção do E&P:

> "Não deverão ser instalados tanques ou vasos interligados ao processamento de óleo, gás ou água no interior de colunas ou pontoons, independente do que estiver estabelecido em quaisquer outros critérios, normas, regras ou regulamento internacionais".

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Atenciosamente,

VOTO DO VICE-PRESIDENTE EDUARDO CUNHA

Anexo 20

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

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

CONFIDENCIAL

Acidente na Plataforma Petrobras-36
Relatório Preliminar da Comissão de Sindicância

Carta de Apresentação

Este relatório apresenta os resultados iniciais da investigação do acidente e naufrágio da plataforma semi-submersível Petrobras-36 (P-36), realizada no período de 27/03 a 19/04/2001 pela Comissão de Sindicância criada, em 19/03/2001, por determinação do Diretor da Petrobras José Coutinho Barbosa (GDJCB-50.027/01) e ampliada pelo mesmo em 26/03/2001, incluindo um representante do SINDIPETRO/NF (GDJCB-50.034/01).

Os trabalhos da Comissão de Sindicância foram acompanhados por consultores da empresa norueguesa Det Norske Veritas (DNV).

Nele também estão apresentadas recomendações iniciais, baseadas na investigação realizada para prevenir a ocorrência de novos acidentes, preservar a Petrobras e seus importantes ativos de interesse nacional e, principalmente, proteger a vida das pessoas que trabalham em suas instalações.

Estudos e análises adicionais serão necessários para complementar e concluir os trabalhos de investigação e identificar, com a máxima precisão possível, as causas desse acidente e naufrágio.

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

Macaé, 20 de abril de 2001

Eng. de Petróleo Sênior Carlos Heleno Netto Barbosa
matrícula 031435-1
COORDENADOR DA COMISSÃO DE SINDICÂNCIA

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

CONFIDENCIAL

Parecer da DNV

MEMO TO: Mr. Henri Philippe Reichstul

COPY: Carlos HELENO Netto Barbosa
Ronaldo DIAS

MEMO NO. : 15
FROM : Dr Robin Pitblado
DATE : 20 April 2001
PREP. BY : RMP

DNV

Subject: **Verification of P-36 Investigation Commission Interim Report**

SUMMARY
DNV have worked closely with the Commission in its investigation of the loss of the P-36. DNV verify that the Commission composition and competence was suitable for the task, given the additional support available. The work processes of the team; the collection of information; the generation of incident facts, timeline, and possible scenarios; the specification of supporting technical studies and management systems reviews; are all consistent with currently accepted approaches for major accident investigation. The Interim Report states the facts as known at the time. DNV agrees with the various hypotheses analysed. Additional work will be necessary to make more definite conclusions. This is estimated at 8 additional weeks (finishing mid-June). DNV agree with this estimate. The results of this investigation when carried through to completion using this methodology would be a conclusion that can be both verifiable and trusted.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSSÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

The Task
DNV were requested to advise the P-36 Investigation Commission in its review of possible causes of the loss of the P-36 Unit and 11 Petrobras staff on March 20th 2001. DNV mobilized a team of 4 experienced staff (local and international, with deepwater, risk and safety management specialties) and has worked closely with the Commission since its first meeting on March 27th. Loss of life is always regrettable and DNV does express its sincere sympathy over the 11 emergency response staff who perished doing their best to save the rig. The aim of the Investigation is to establish the causes of the incident and recommendations to prevent future accidents in an independent manner with no areas excluded and to report these to the Petrobras management.

The P-36 Commission
The Commission is composed of Petrobras staff, senior managers, senior specialists, one staff and one Union representative, and a University professor. They are supported by engineering resources within Petrobras and have access to outside skills. In DNV experience this is a good Investigation Team structure. While few of these have major incident investigation experience, most had incident investigation experience for lesser events. DNV provided training to the Commission on current major investigation procedures and feedback from other major investigations DNV has assisted.

The Commission Investigation Process

The Commission worked effectively as a Team, under the direction of Mr Carlos Heleno Netto Barbosa, ensuring the diverse skills in its membership all contributed to the discussions and analysis of possible event scenarios. They followed a structured approach:

- initial collection of documentation, videos, witness statements, recovered debris
- generation of a range of possible scenarios
- undertaking technical assessments to support and test these scenarios
- investigation of relevant safety management systems

As much important information was lost with the P-36 Unit, the investigations will take more than the 30 day period initially hoped. In fact, this is consistent with other major incident investigations, many of which started with more information.

Evidence

Much original documentation was lost aboard the P-36 Unit. The Commission was able to collect relevant design documentation from within Petrobras. This included design drawings (from Fincantieri and AMEC), design specifications and operating manuals (from AMEC and Noble Denton), photographs during construction (Italy and Canada), and some materials recovered from the P-36 before it was abandoned (emergency alarm printouts, and computer records from the ESD and Fire and Gas systems – but not the process or ballast systems). A total of 29 video films were obtained from helicopter, supply boat and ROV trips (but none from aboard the P-36). These were all reviewed for possible information. A notable feature was the lack of visible external damage, either from the air or from underwater cameras. This meant virtually all the damage was inside the Column, Pontoon, and enclosed hull and deck areas. Documents and videos were logged and stored in a secure manner.

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

Over 60 witness statements were collected using a questionnaire to ensure areas of interest were addressed. Witnesses were allowed to explain in their own terms what they saw, and this was followed up with more detailed questioning. Two Italian marine officers remain to be interviewed. They may have useful information on the ballast system operation, emergency response and organisational responsibilities.

Scenario Generation

The Commission was faced with a difficult problem as the P-36 event represented an escalation of three events:

- an initial event in the Aft Starboard Column / Pontoon area
- a subsequent explosion in the upper Column area which killed the 11 Petrobras staff
- the abandonment and subsequent sinking of the P-36

While the events were linked, they may all potentially have different causes. The absence of major external damage and inconclusive witness statements meant that no single scenario was the obvious direct cause. Therefore the Commission had to develop a range of possible scenarios and then test these against the facts as they developed. This was an iterative process and several initial scenarios had to be subsequently rejected as new facts emerged.

Technical Investigations
Several technical investigations were undertaken:

- timeline generation to match witness statements, observed listing of the platform, and ESD and Fire & Gas alarm and cause-effect sequences
- stability modeling to match observed list to location and amounts of water ingress
- HAZOP reviews to test scenarios for necessary technical faults and human error
- explosion analyses to establish possible scales of event and fuel required
- forensic investigation of explosion damage
- animation study of the full event sequence
- 3-d video mapping of structural failures

Progress has been made in all areas, but none are fully complete at this time. These investigations will allow many of the initial scenarios to be rejected and should allow the true immediate causes to be established.

Assessment of Relevant Management Systems

- Most accidents have immediate causes (technical faults or human errors) but underlying these are usually faults in the safety management system. An SMS typically is composed of 11-14 elements and the Commission is reviewing areas considered particularly relevant to this accident

DNV Conclusions on the Investigation to April 20th 2001 and the Interim Report

DNV have observed the proceedings of the Commission closely and believe that a good structured approach for a major accident investigation has been followed.

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

The Investigation Commission issued a Interim Report dated 20 April 2001. DNV have reviewed this report. Its contents are consistent with all the information we have seen and the work processes of the Commission. It makes clear statements of fact where these are possible, and makes interim comments on several possible hypotheses. No hypothesis has been nominated as the direct cause at this time. DNV support the Commission in its caution in not drawing too definite conclusions when so much information is still unclear and the technical analyses are not complete. This can be frustrating both for those investigating the disaster and for those waiting for a response, but an incorrect early conclusion would not be helpful.

The Commission has requested an additional period of 60 days (ie 90 days total since the loss of the P-36). This is consistent with the 60-90 day period often required by other major accident investigations and DNV support this request.

The results of this investigation when carried through to completion using the current process would be a conclusion that can be both verifiable and trusted.

Conteúdo

1. Sumário executivo

2. O escopo da investigação

3. Histórico da plataforma P-36

4. Descrição do acidente e naufrágio

5. Investigação das causas do acidente e naufrágio

6. Resultados e recomendações iniciais

7. Outros aspectos analisados e a analisar

8. Investigações complementares

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL CUSINATO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

1. Sumário Executivo

Uma Comissão de Sindicância foi constituída pelo Diretor da Petrobras José Coutinho Barbosa e integrada por nove empregados da Companhia, sendo um deles representante eleito pelos empregados para a CIPA-Macaé, um representante do Sindicato dos Petroleiros do Norte Fluminense-SINDIPETRO/NF e um representante da COPPE/UFRJ para investigar o acidente ocorrido em 15/03/2001 na Plataforma Petrobras-36 (P-36) localizada no campo de Roncador na Bacia de Campos, RJ.

A Comissão teve garantida a total autonomia e autoridade para conduzir a investigação com as atribuições de determinar as causas do acidente, os fatores contribuintes para a perda de estabilidade da plataforma e recomendar medidas para a eliminação ou controle dessas causas e fatores.

Os trabalhos de investigação do acidente desenvolveram-se de 27/03 a 19/04/2001 e foram tecnicamente assessorados e acompanhados pela empresa norueguesa DNV - Det Norske Veritas, contratada pela Direção da Petrobras. Os resultados e recomendações iniciais da Comissão estão apresentados a seguir e detalhados no corpo deste relatório.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

No dia 15/03, às 0h22min ocorreu uma explosão na coluna de popa-boreste, ocasionando o início do adernamento da plataforma.

O Plano de Contingência foi imediatamente acionado e a brigada de incêndio da plataforma, integrada pelos Técnicos de Segurança e por Operadores, todos empregados da Petrobras, dirigiu-se para o local do evento.

Às 0h39min, quando a brigada de incêndio avaliava o ocorrido no local do acidente e posicionava as mangueiras de água, ocorreu outra explosão, de maior intensidade. Essa explosão vitimou integrantes da brigada de incêndio e causou danos materiais no convés *Tank Top* e no convés *Second Deck*.

Com a séria avaria sofrida, a rede de água de combate a incêndio ficou inoperante, impedindo o combate ao incêndio provocado por essa explosão na coluna de popa-boreste e áreas adjacentes. A supervisão da plataforma requisitou a ajuda dos barcos de apoio *fire-fighter* para resfriamento externo da coluna e convés de popa e combate ao incêndio, tentando criar condições para procura de vítimas e resgate de sobreviventes.

Devido ao progressivo alagamento da plataforma, foi decidida a evacuação de todas as pessoas embarcadas que não estivessem diretamente envolvidas na recuperação da estabilidade da unidade, combate ao incêndio e busca e resgate de vítimas. A operação de evacuação desembarcou essas pessoas para os barcos de apoio, conduzindo-as para o FSO P-47, situado a 12 km da P-36.

Às 3h46min o Operador de Produção Sérgio Santos Barbosa, sobrevivente da brigada de incêndio, foi transportado por helicóptero para o Hospital de Queimados da FAB, no Galeão-Ilha do Governador, RJ, onde veio a falecer em 22/03/01, devido às graves queimaduras sofridas.

As ações de recuperação da estabilidade da P-36 executadas pela equipe de operação de lastro da plataforma foram infrutíferas e às 4h30min foi decidido o abandono da plataforma, após consenso entre a equipe de lastro, a supervisão da plataforma e o comandante da embarcação. O abandono ocorreu por volta de 6h00min, através de helicópteros.

Para o desempenho de suas atribuições, a Comissão de Sindicância entrevistou 61 pessoas dentre integrantes da equipe da plataforma e especialistas, utilizou documentação de projeto da plataforma e registros operacionais salvados do naufrágio ou existentes em terra, gravações de VT do naufrágio e do estado da plataforma no fundo do mar, modelos computacionais para estudos de engenharia de processo e engenharia naval e outros estudos técnicos e investigações complementares. Fez, ainda, a verificação dos critérios de segurança do projeto e da análise de riscos operacionais das instalações acidentadas na plataforma.

Além de apontar as hipóteses avaliadas pela Comissão para o acidente e naufrágio da P-36, este documento traz, entre suas recomendações, prosseguir com as investigações por 8 semanas, para identificar com maior precisão as causas do acidente. Neste prazo se inclui a preparação de um relatório detalhado e material para divulgação para a comunidade técnico-científica, entidades reguladoras e demais órgãos interessados.

ESCRIA ... DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSSÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

2. O escopo da investigação

À Comissão de Sindicância foi garantida total autonomia e autoridade para, no prazo de 30 dias, conduzir a investigação, apresentar relatório conclusivo acerca das causas do acidente, tendo ela as seguintes responsabilidades:

- determinar as causas do acidente;
- determinar os fatores contribuintes para que, em conseqüência, a plataforma perdesse a estabilidade;
- recomendar as medidas que sejam necessárias para eliminação ou controle dessas causas e fatores contribuintes.

Na manhã de 27/03/2001 foram concluídos os entendimentos para complementação da Comissão de Sindicância com a participação de um representante do Sindicato dos Petroleiros do Norte Fluminense - SINDIPETRO/NF e na tarde daquele dia a Comissão iniciou efetivamente os seus trabalhos.

As investigações realizadas abrangeram as atividades de operação da plataforma desde o final de dezembro de 2000 até o dia do acidente, as ações de combate à emergência e ao incêndio ocorridos no dia do acidente e os procedimentos adotados para tentar recuperar a estabilidade da plataforma, até o momento do seu abandono.

A Comissão contou com o assessoramento de quatro consultores da empresa norueguesa Det Norske Veritas (DNV), os quais acompanharam todos os trabalhos e contribuíram com sua experiência na investigação, análise e relato de acidentes dessa natureza.

Ao longo dos trabalhos foram realizadas as seguintes atividades:

- Leitura e análise da documentação de projeto da plataforma;
- Interpretação dos registros operacionais salvados do naufrágio ou existentes em terra;
- Interpretação das gravações em VT do naufrágio e do estado da plataforma no fundo do mar;
- Entrevista de integrantes da equipe da plataforma e especialistas, num total de 61 pessoas;
- Elaboração de hipóteses para a ocorrência do acidente e naufrágio da plataforma;
- Construção de modelos computacionais e execução de estudos de engenharia de processo e engenharia naval para auxílio na investigação das possíveis causas do acidente;
- Verificação dos critérios de segurança do projeto e da análise de riscos operacionais das instalações acidentadas na plataforma;
- Outros estudos técnicos e investigações complementares.

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

A Comissão priorizou a ampliação e aprofundamento das investigações sobre as hipóteses mais prováveis, compilando as evidências que possibilitassem identificar as possíveis causas do acidente e naufrágio da plataforma, com a maior precisão possível.

A meta de apresentar um relatório conclusivo de causas até o dia 20/04/2001 foi dificultada devido à indisponibilidade da documentação e dos registros afundados com a plataforma e à complexidade de realização das investigações sem a possibilidade de acesso e exame físico das instalações acidentadas.

Investigações em acidentes dessa natureza e porte ocorridos recentemente no exterior, nos quais houve a possibilidade do exame físico da instalação avariada, exigiram vários meses para completa investigação de suas causas. São exemplos os acidentes de *Main Pass Block 153* (Dez/98, Golfo do México, 3 meses), *Eugene Island Block 108* (1998, Golfo do México, 6 meses) e *Piper Alpha* (Jul/88, Mar do Norte, 24 meses).

Um prazo adicional faz-se necessário para ampliar o detalhamento do cenário em que ocorreu o acidente e identificar suas causas, com a máxima precisão possível, complementando este relatório preliminar e ampliando as recomendações para evitar a ocorrência de novos acidentes e perdas.

3. Histórico da Plataforma P-36

3.1 Contexto

Descoberto em outubro de 1996 pelo poço 1-RJS-436A, Roncador é um campo produtor de petróleo em águas ultra-profundas (1.500 a 1.900m de lâmina d'água). Situa-se na Bacia de Campos, RJ, distante 125 km da costa e com área aproximada de 125 km^2. Suas reservas provadas são estimadas em 1,74 bilhões de barris de óleo e 22 bilhões de m^3 de gás.

Por ocasião da descoberta, a estratégia adotada foi dividir o campo de Roncador em três fases de explotação, chamadas de Módulos 1, 2 e 3. O Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica para o campo, realizado em fevereiro de 1997, tinha como um dos cenários a utilização da plataforma *Spirit of Columbus* (originalmente contratada para o Campo de Marlim Sul, então já designada P-36), interligada a um FSO-*Floating Storage and Offloading*, denominado P-47, destinado à armazenagem e posterior transferência do óleo a navios aliviadores, o qual foi considerado como a melhor opção. As principais modificações necessárias passaram a ser o aumento da capacidade de processo para 180 mil barris de óleo por dia, aumento da capacidade de compressão de gás para 7,2 milhões de metros cúbicos por dia, reestudo de flutuabilidade e estabilidade e adequação do sistema de ancoragem para a nova lâmina d'água, agora de 1.360 m.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

A conversão desta plataforma foi contratada junto à empresa Marítima, que constituiu duas empresas para levar a cabo a negociação e as modificações da Unidade. A Petrodeep ficou responsável pela engenharia financeira e a Petromec recebeu a incumbência de executar as atividades de compra, construção e montagem. Para o projeto básico e detalhamento de processo e utilidades foi subcontratada, pela Petromec, a empresa inglesa AMEC Process and Energy, para a parte naval a também inglesa Noble Denton e para construção e montagem a canadense Davie Industries.

3.2 Descrição da Plataforma P-36

Originalmente a plataforma foi concebida para ser uma unidade autopropelida de perfuração e produção, para operação em lâminas d'água de até 500m, com capacidade de processo de 100 mil barris dia de óleo e 2 milhões de m^3 de gás por dia, com 55 mil t de deslocamento em calado de operação, classificada pelo Registro Italiano Navale - RINa e Lloyds Register. O projeto, construção e montagem da unidade foram levados a efeito de 1986 a 1994 pela Midland and Scottish

Resources (MSR) através de sua subsidiária SANA SpA, tendo os trabalhos sido iniciados em Gênova e concluídos em Palermo, Itália.

Tendo em vista a nova utilização da unidade, foram retiradas a planta de processo original, a maioria dos equipamentos de perfuração e os propulsores, instalada uma maior extensão de popa no lugar da original e executadas as modificações estruturais e navais necessárias ao novo uso da plataforma. A nova unidade foi classificada pelo RINa e sua planta de processo foi certificada pela ABS.

As partes principais da plataforma eram os submarinos (*pontoons*) um em boreste e outro em bombordo, quatro colunas (duas a vante e duas a ré), um *caisson* central, originalmente vazado e que passou a contribuir na flutuabilidade após as modificações da unidade, a viga principal, que continha em seu interior diversos ambientes, a extensão de popa, o queimador e o heliponto. Uma estrutura abaixo da viga principal da plataforma abrigava as conexões com as linhas dos poços, oleodutos e gasodutos de exportação.

Cada *pontoon* continha, além de tanques estruturais de lastro e armazenagem de óleo diesel marítimo, a casa de bombas para o sistema de lastro e água de serviço, sistema de esgotamento de inundação, dois conjuntos de injeção de água em poços e as salas dos propulsores. Além disso, existia todo um conjunto de tubulações para possibilitar manobras diversas de lastreamento, movimentação de combustível e ventilação.

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

As colunas continham, além das tubulações de água e ventilação que passavam em seu interior, tanques estruturais e de lastro, bem como alguns sistemas de utilidades. Nas colunas de popa, adicionalmente, existia todo o sistema de drenagem dos sistemas navais, o tanque de drenagem de emergência e desaeradoras para o sistema de injeção de água.

A viga principal, com três conveses – *Tank Top, Second Deck* e *Main Deck* - continha os alojamentos, escritórios, sala de controle, sistemas de utilidades, injeção de produtos químicos, oficinas, almoxarifados e outros. Aí também se situava o sistema de geração principal de energia e exportação de energia elétrica para a P-47. Sobre o *Caisson* Central e em pisos diferentes, estavam localizados os *manifolds* de injeção de água, de produção de óleo e *gas-lift*.

O *Caisson* Central, além da função de aumento do deslocamento, abrigava bombas adicionais de captação de água.

Na extensão de popa, ao nível do *Main Deck*, estava a planta de processo de óleo, situada a bombordo. Ao lado dela e se estendendo até boreste, situavam-se os três conjuntos de compressão de gás. No piso inferior, de boreste para bombordo, situavam-se o sistema de gás combustível, tanques de drenagem aberta e fechada de processo, bombas de transferência de óleo e lançadores de *pig* das linhas de exportação de óleo.

À meia nau, lado boreste, situavam-se o sistema de compressão *booster* de gás, sistema de tratamento de gás, pacote de produtos químicos e outras utilidades, bem como um guindaste de 50 t de capacidade.

Em proa boreste estavam localizados os sistemas de água quente de processo e de água de resfriamento para a planta de gás. Em proa bombordo localizava-se o heliponto, gerador de emergência e guinchos de *pull-in* e, a meia nau, vasos do sistema de queima e um guindaste de 22 t de capacidade.

A unidade tinha equipamentos de segurança distribuídos pelos conveses conforme seu Plano de Segurança.

3.3 Equipe da plataforma

A equipe regular a bordo de P-36 era composta por:

- Pessoal Petrobras – 38 pessoas
- Pessoal Contratado – 42 pessoas

Além da equipe regular, mais 95 pessoas encontravam-se em P-36 – 7 empregados da Petrobras e 88 de empresas contratadas – executando serviços temporários. Assim, no dia 15/03/2001 havia um total de 175 pessoas a bordo.

4. Descrição do acidente e naufrágio

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

A descrição a seguir tem por base o relato dos entrevistados e os dados e documentos recuperados.

4.1 Primeiro Evento

A plataforma P-36 operava no dia 15 de março de 2001 quando, às 00h22min, ocorreu um tremor na mesma, descrito como semelhante à queda de um container, ou o choque de uma embarcação. Em seguida, soou o alarme de emergência devido à despressurização da rede de incêndio. Os embarcados, sem atribuições em situações de emergência, dirigiram-se para seus pontos de reunião. Os brigadistas que se encontravam no turno foram comunicados que a emergência ocorria na coluna de popa/boreste, e para lá se dirigiram. Para a mesma área foram os brigadistas que estavam no horário de folga.

O sistema de detecção de fogo e gás detectou inicialmente "gás confirmado" em duas tomadas de ar de ventilação, sendo uma tomada para a coluna de popa-boreste e outra para área interna do *Tank Top*. O sistema registrou alarme devido à quebra do vidro de proteção de botoeira situada no 4º nível da coluna. Logo após, houve detecção de gás confirmada em outros sensores de gás localizados

no *Main Deck*. Posteriormente, foi detectada simultaneamente fumaça nos 3º e 4º níveis da coluna e na sala da antiga DOTEC.

O sistema de emergência da plataforma acionou o fechamento e despressurização da planta de processo(ESD2/3).

O pessoal da sala de controle informa que, entre cinco e dez minutos após o primeiro evento, a plataforma adernou aproximadamente dois graus, no sentido proa/popa e bombordo/boreste.

Os relatos dos brigadistas, ao chegar ao local, apontam que a área *(Second Deck*, *Tank Top* e o 3º nível da coluna, cota 28.596) não apresentava danos, nem fogo, nem temperatura elevada. É relatada a presença de fumaça/névoa e a maioria dos relatos não indica presença de gás. É relatada a saída de fumaça pelo duto de ventilação da coluna.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSSO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Os brigadistas lançaram as mangueiras, mas perceberam que, do hidrante, não saía água. O brigadista 1, tendo colocado um conjunto autônomo, desceu até o piso do 3º nível da coluna, onde se encontrou com o técnico de segurança Matheus, que usava traje apropriado para aproximação de incêndio e conjunto autônomo. A escotilha de acesso ao 4º nível da coluna já tinha sido aberta por Matheus, e o brigadista 1 reporta que "observamos um barulho estranho no interior do 4º piso, dando a entender para mim que era como se fosse um vazamento de água. Matheus sugeriu olharmos com a lanterna." O brigadista 1 retornou ao *Tank Top*, em busca de uma lanterna, onde encontrou o restante da brigada, que já estava com as mangueiras preparadas. Em seguida, desceu ao 3º nível, onde ainda se encontrava Matheus, e descreve que "após focalizar a lanterna para o interior do 4º piso, não conseguimos enxergar nada, devido ao ambiente escuro e a ineficiência da lanterna. Não havia fogo, e a temperatura ambiente estava normal. Sugeri fechar a escotilha com suspeita de vazamento de água no 4º piso." Fecharam a escotilha e o brigadista 1 retornou ao controle, para substituir o cilindro de seu conjunto autônomo, enquanto Matheus continuava vistoriando o local.

Um pouco mais tarde, o brigadista 2 relata que esteve no mesmo local, após a saída do brigadista 1, onde encontrou o técnico de segurança Magela, já no interior da coluna, no 3º nível. Já havia outras pessoas no interior da coluna. Relata não ter visto Matheus e que "no ambiente do terceiro nível havia um pouco de fumaça e a temperatura estava um pouco mais elevada do que o normal, sem causar desconforto. Não percebi nenhum dano aparente". Solicitado por Magela, o brigadista 2 saiu da coluna, em busca de mais conjuntos autônomos, e, quando se encontrava próximo à coluna de proa/boreste, ocorreu o segundo evento.

4.2 Segundo evento

O segundo evento foi, no relato dos depoentes, muito mais intenso do que o primeiro, tendo feito estremecer toda a plataforma. Ocorreu à 00h39min do mesmo dia. De imediato, caiu o sistema de geração de energia principal da plataforma. O sistema de geração de emergência entrou em operação automaticamente.

Os relatos de quem esteve no local – popa/boreste - dão conta de que não havia, logo após a explosão, sinais de vida dos componentes da brigada que estavam no local. Os danos mecânicos eram de grande monta, o calor era intenso e havia cheiro de gás. Saía muita fumaça, tanto pelas portas de acesso à coluna quanto pelos dutos de ventilação/exaustão da mesma. Havia fogo na sala da antiga DOTEC, e o acesso ao local só se tomou possível pela passarela externa de boreste do *Second Deck* ou pela escada do *Main Deck* para a coluna de popa/boreste. Os acessos pelo interior da plataforma, tanto pelo *Second Deck* como pelo *Tank Top*, estavam obstruídos e com muita fumaça. É relatado que diversas portas, inclusive algumas portas estanques, estavam deformadas ou emperradas. Não foi possível uma melhor avaliação dos danos ocorridos nestes pisos em função da impossibilidade de acesso. Na área do *Main Deck* não é relatado nenhum dano mecânico.

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

No total, onze componentes da brigada foram vitimados pela segunda explosão. Na busca de sobreviventes, somente foi identificado, no nível do *Tank Top* e próximo ao elevador, o brigadista Sérgio Barbosa, que estava consciente, embora bastante queimado.

Embora diversas manobras tenham sido feitas para recuperar o sistema de água de combate a incêndio, a rede permaneceu despressurizada e inoperante durante o período crítico da emergência. Os focos de fogo foram combatidos com extintores de CO_2.

O calor intenso na área, a presença de fogo e o cheiro de gás impediram o resgate imediato do sobrevivente pela ameaça de outras explosões, tendo sido relatada uma nova explosão, de menor intensidade do que a segunda, no interior da coluna. Posteriormente, com a chegada dos barcos *fire fighter*, deu-se combate aos focos de incêndio, e o resfriamento da coluna. Dessa forma, foi possível proceder ao resgate de Sérgio Barbosa pela coluna do elevador, através do alçapão do mesmo, tendo em vista ser o único acesso ao local. Nesta operação foram vistos mais dois corpos, queimados e não identificados. Visto que o local continuava apresentando risco de explosão, com temperatura elevada e focos de incêndio, não foi possível o resgate desses corpos. É relatado que os dutos de ventilação da coluna, após terem sido resfriados pela ação dos barcos *fire fighter*, voltaram a aquecer.

Paralelamente a estas ações, era feita a evacuação de pessoal, sem atividades em situações de emergência, para a plataforma P-47, através de rebocador, utili-

zando-se o guindaste de bombordo. Adicionalmente, eram tomadas providências no sentido de se evitar a progressão do adernamento da plataforma.

4.3 Terceiro evento – Abandono e Naufrágio

Com o primeiro evento, a plataforma começou imediatamente a ademar de forma acentuada, devido ao embarque de água na perna de popa-boreste. Após o alarme de incêndio, quando da chegada de mais técnicos da equipe de lastro à sala de controle, já havia indicação de alagamento na sala de propulsores e na sala de bombas do *pontoon* em popa-boreste. Iniciou-se o lastreamento dos tanques do *pontoon* na extremidade diametralmente oposta (proa-bombordo) como forma de equilibrar a plataforma e permitir a continuidade das operações a bordo.

Antes do segundo evento foi tentado acesso à coluna de popa-boreste, mas a brigada conseguiu descer somente até o piso do terceiro nível e teto do quarto nível quando identificou barulho de água, confirmando o ingresso de água na coluna. Foi também observada névoa branca sem calor nem fumaça.

Após o segundo evento, que danificou ainda mais a área já afetada, alguns tripulantes tentaram o acesso a sala de bombas de popa boreste, através da coluna de proa-boreste e do túnel interno do *pontoon* que interliga a proa a popa. A intenção era conhecer a real situação do alagamento.

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

Após a abertura da porta estanque de acesso ao túnel, os tripulantes não puderam prosseguir devido ao fortíssimo vento que ocorria denotando alagamento acentuado que colocava em risco a permanência naquele local. A seguir, os tripulantes retornaram ao convés, fechando todas as portas.

Como conseqüência do segundo evento, a plataforma passou a operar em ESD4 (*Emergency Shut Down* - nível 4), que dá a indicação de abandono da plataforma. Alem disso a geração principal de energia foi interrompida permanecendo somente a geração de emergência.

A decisão tomada a bordo foi, além de resgatar as vítimas do segundo evento, evacuar todas as pessoas que não estivessem diretamente envolvidas nas fainas de emergência. Foi também selecionado o guindaste de bombordo para executar a evacuação através de cestas, transbordando a tripulação para outras embarcações de apoio.

Como forma de viabilizar a evacuação, a equipe de controle de estabilidade continuou lastrando os tanques do *pontoon* em proa-bombordo, para compensar a água que continuava alagando a coluna avariada, tentando assim manter a plataforma nivelada.

Foi notado, pela equipe de lastro, que todas as tentativas de repressurizar o anel de água de incêndio, causavam maior afundamento da coluna avariada. Concluiu-se que o anel de água de refrigeração da planta e supridor do anel de incêndio havia sido rompido no interior da coluna de popa-boreste. O ramal avariado foi isolado por volta de 01h40min, mas o alagamento persistia, provavelmente por embarque de água pela caixa de mar de popa–boreste que permaneceu com as válvulas de admissão de água de refrigeração abertas.

Foi tentado, pela segunda vez, o acesso a coluna de popa boreste pelo túnel do *pontoon* de boreste. A intenção naquele momento foi verificar se havia algum sobrevivente do segundo evento, mas dessa vez, ao tentar abrir a porta estanque 5S (do túnel), houve vazamento imediato de água com óleo escuro, denotando que todo o túnel já havia sido alagado. A porta foi travada novamente com maior dificuldade, com o auxílio da bomba manual.

Relatos dos tripulantes davam conta que dois tanques (26 S e 61 S) junto à coluna avariada tinham sido abertos para inspeção, por volta das 19h00min do dia 14/03, e assim permaneceram. O acesso a esses tanques situava-se na área junto à sala de bombas, já tomada pela água, portanto estes tanques seriam inevitavelmente alagados.

Após a conclusão da evacuação do pessoal não envolvido na faina de emergência, a plataforma continuava a adernar apesar das ações intermitentes de lastramento dos tanques do *pontoon* em proa bombordo que, já naquele momento, por volta das 04h30min, já haviam sido totalmente preenchidos com água.

Também por volta de 04h30min, houve pane geral na sala de controle, perdendo-se a capacidade de monitoração e operação remota dos equipamentos e sistemas da plataforma. O COPLAT reuniu-se com os supervisores de produção e de facilidades, com o operador de lastro e com os tripulantes italianos, representantes da bandeira de origem da embarcação, e resolveram, já que naquele momento não havia nada mais a fazer e a plataforma continuava a inclinar, proceder ao abandono geral da unidade.

Foram solicitados helicópteros para o desembarque das equipes remanescentes e feitos os últimos preparativos de abandono, como desligamento do gerador de emergência, coleta de documentos relevantes, etc. Por volta de 06h00min, todos os tripulantes haviam abandonado a unidade, que já se encontrava com inclinação acima de 6 graus.

O alagamento progrediu, tendo tomado completamente os seguintes compartimentos: sala de propulsores, sala de bombas, salas de injeção de água, tanque de lastro 26S, tanque de estabilidade 61S, níveis 4 e 3 da coluna de popa boreste. Por volta de 07h00min houve uma liberação de gases de coloração escura na região da coluna avariada, o que se repetiu às 07h25min em quantidade menor, e a plataforma continuava a inclinar, não demonstrando sinais de estabilização.

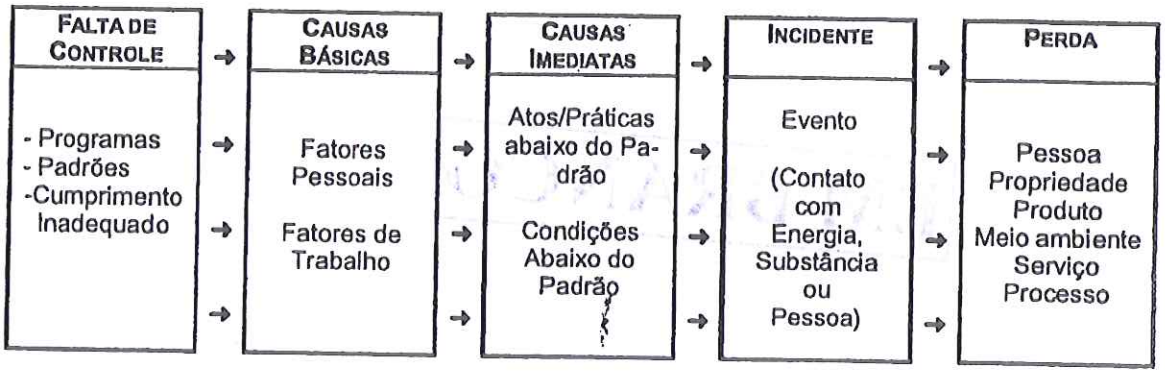
CÓPIA DO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GOMES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

O alagamento progrediu fazendo com que por volta das 07h45min as gateiras dos paióis de amarras fossem atingidas caracterizando o início do processo de alagamento progressivo. Na seqüência, os suspiros dos tanques da extremidade de popa boreste do *pontoon* submergiram, dando prosseguimento ao lento processo de alagamento dos tanques e compartimentos que se encontravam vazios.

5. Investigação das causas do acidente e naufrágio

5.1 Metodologia

A metodologia utilizada, reconhecida internacionalmente, é baseada no modelo causal de perdas proposto pela DNV e, conforme descrito abaixo:



O processo de investigação foi dividido em sete etapas, conforme descrito a seguir:

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

Etapa I – Coleta de Informações

- Evidências de Posição: mapas, diagramas, desenhos, fotografias, vídeo
- Evidências de Pessoa: entrevistas com testemunhas
- Evidências de Partes (impossibilitada pelo afundamento da plataforma)
- Evidências de Papéis: registros, certificados e documentos

Etapa II – Análise das Evidências

- Listar as perdas e quase-perdas na ordem cronológica que ocorreram
- Listar as hipóteses possíveis e os "contatos" que levaram a cada uma das perdas

Etapa III – Relatório Preliminar

Etapa IV – Análise das Causas

- Identificar as causas imediatas (sintomas) de cada contato
- Identificar as causas básicas (raízes) de cada causa imediata
- Identificar a falta de controle no sistema gerencial

Etapa V – Desenvolver Ações Corretivas

- Medidas temporárias usualmente dirigidas as causas imediatas
- Soluções permanentes para eliminar as causas básicas
- Estabelecer padrões

Etapa VI – Completar o Relatório de Investigação do Acidente

Etapa VII – Retroalimentação das Ações Corretivas Propostas

Este Relatório Preliminar teve o seu foco na Identificação das Perdas e na Descrição e Análise dos Incidentes, correspondentes às etapas I e II acima descritas.

5.2 Coleta de Informações

A Comissão trabalhou com as fontes de informações disponíveis, buscando a melhor compreensão dos fatos ocorridos. Visto que a principal fonte de investigação – a própria plataforma – tornou-se inacessível, a Comissão trabalhou com as hipóteses possíveis diante da situação existente. Como fontes de sustentação ou não destas hipóteses, foram utilizadas:

a) Entrevistas

Foram realizadas 61 (sessenta e uma) entrevistas, sendo que 3 (três) entrevistados foram chamados duas vezes. As entrevistas incluíram todos os funcionários efetivos da PETROBRAS a bordo da plataforma no dia do acidente, além de todos os Supervisores e Coordenadores da plataforma, bem como alguns trabalhadores de empresas contratadas. Apesar de todo o empenho da Comissão, não foi possível a realização, até o presente momento, das entrevistas com os oficiais da equipe italiana a bordo, composta pelo Imediato Rodolfo Collia e pelo Chefe de Máquinas Giammarino Antonello.

b) Documentação e materiais resgatados da plataforma

Toda a documentação e material resgatados foram devidamente catalogados pela Comissão, cabendo destacar:

- Livro de Passagem do Serviço do Lastro
- Boletins de Situação Operacional (SITOP)
- Boletins Diários de Produção
- Relatório de Tratamento de Anomalias (RTA)
- Arquivos Magnéticos e cópias impressas com os registros dos Sistemas de Fogo&Gás e *Shutdown* (período de 08h00min de 14/03 às 04h00min de 15/03/2001).

c) Documentação do projeto da plataforma

Esta documentação incluiu, entre outros, Fluxogramas de Processo, Fluxogramas de Engenharia, Arranjos Gerais, Plantas de Tubulação e Ventilação e as Plantas com Localização dos Sensores de Fogo&Gás.

d) Fitas de vídeo e fotografias

Foram analisadas 29 (vinte e nove) fitas de vídeo, compreendendo imagens da plataforma durante o adernamento e após o afundamento. Estas fitas foram geradas a partir de tomadas de helicóptero, barcos de apoio e ROVs. Não existe ne-

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

nhuma fita de vídeo gerada pelo circuito interno de TV da plataforma. O acervo fotográfico inclui fotos desde a fase de construção da plataforma até o seu afundamento.

e) Matérias publicadas na mídia

Foram catalogadas e analisadas as matérias publicadas nos jornais e revistas de maior circulação no país.

5.3 Processo de Investigação

O processo inicial de investigação compreendeu as seguintes fases:

- Nivelamento de informações gerais sobre a plataforma
- Análise dos dados e documentos disponíveis
- Preparação dos questionários e realização das entrevistas
- Montagem da seqüência cronológica dos eventos
- Montagem e análise crítica das hipóteses do acidente
- Análise de riscos operacionais

A metodologia de HAZOP foi aplicada por uma equipe multidisciplinar, envolvendo técnicos da DNV, da operação da P-36, da Engenharia e da Comissão.

- Análise e modelagem das explosões

A DNV iniciou a modelagem das explosões, mas devido à complexidade do assunto, este estudo só deverá estar concluído em maio.

Em paralelo, foram contratados peritos em análise de explosões que, a partir das informações disponíveis e experiência profissional, elaboraram um parecer preliminar referente aos mecanismos e locais das explosões e caminhos prováveis da onda de choque.

- Estudos de estabilidade, alagamento e naufrágio

A partir das entrevistas com a equipe de lastro da plataforma, foi identificada a situação de carregamento da plataforma imediatamente antes da primeira explosão. Através da análise das entrevistas e do registro de alarmes do sistema de Fogo&Gás e *Shutdown*, determinaram-se os fatos mais relevantes relativos ao alagamento da plataforma. Com o uso de ferramentas computacionais, foi possível reproduzir o ademamento e inferir a seqüência de alagamento da plataforma.

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

5.4- Descrição das Hipóteses para a 1ª e 2ª Explosões

As seguintes hipóteses estão sendo investigadas e avaliadas:

- *WASTE OIL TANK / SEPARATOR TANK* considerando retorno de gás para o sistema do tanque de *waste oil / separator* – vazamento de gás - ignição;

- SISTEMA DE COMPRESSÃO DE GÁS / VENTILAÇÃO DA COLUNA, DO PONTOON E ÁREAS/SALAS DE POPA BORESTE considerando vazamento de gás no turbocompressor c – aspiração através dos sistemas de ventilação da coluna, *pontoon* e áreas de popa / boreste – formação de mistura explosiva – ignição;

- DESALINHAMENTO DE TUBULAÇÕES considerando vazamento de gás em flanges e/ou ruptura de tubulações devido ao desalinhamento - ignição;

- TANQUE DE DRENAGEM DE EMERGÊNCIA considerando admissão indevida de hidrocarboneto no sistema do tanque de drenagem de emergência – vazamento de gás - ignição;

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

- SISTEMA DE ÓLEO DIESEL considerando vazamento de diesel, fora de especificação naval - geração de vapor de diesel - ignição;

- SISTEMA DE *BILGE* (ESGOTAMENTO) DO PONTOON considerando ingresso de hidrocarboneto no sistema de *bilge* no pontoon, através de retorno de gás do *separator tank* - vazamento - ignição;

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

- SISTEMA DE *VENT* ATMOSFÉRICO considerando pressurização do sistema de *vent* com gás - fluxo reverso - vazamento - ignição.

As seguintes foram consideradas improváveis:

- GOLPE DE ARÍETE considerando partida da bomba de *sea water* D (popa-boreste) contra válvula fechada-rompimento da tubulação de descarga da bomba – alagamento - curto em equipamentos elétricos-desalinhamento de tubulações de hidrocarbonetos - vazamento de gás - ignição;

- SABOTAGEM considerando colocação de artefato explosivo na plataforma;

- SERVIÇOS DE MANUTENÇÃO considerando manutenção em andamento de equipamentos e/ou acessórios de tubulação dentro da coluna de popa boreste – vazamento de gás - ignição;

- ABALROAMENTO considerando dano na coluna decorrente de choque com embarcação – rompimento de tubulação com hidrocarboneto – vazamento de gás - ignição;

- MANUSEIO DE CARGAS considerando manuseio de cargas sobre a planta – queda de material sobre tubulação com hidrocarboneto;

- FALHA NOS *RISERS*/CONEXÕES NO *SPIDER DECK* considerando vazamento de gás no *spider deck* devido a falhas nas conexões dos *risers* - aspiração através do sistema de ventilação da coluna de popa-boreste – formação de mistura explosiva dentro da coluna – ignição.

6. Resultados e recomendações iniciais

Abaixo estão citados os resultados iniciais acerca das hipóteses consideradas até o momento para o acidente e naufrágio da plataforma, com enfoque dos aspectos técnicos e gerenciais relevantes.

	Resultados	Recomendações
1	Houve uma 1ª explosão, provavelmente no 4º nível da coluna de popa-boreste, às 0:22 h do dia 15/03/2001, que está sendo analisada a partir das hipóteses. Esta explosão deu origem ao início do alagamento da plataforma	Continuar estudos no sentido de se determinar os mecanismos da 1ª explosão
2	Houve uma 2ª explosão, causada por hidrocarboneto, em popa boreste, em local ainda não definido com precisão, às 0:39 h do dia 15/03/2001, que está sendo analisada a partir das hipóteses. Esta explosão causou a morte de 11 brigadistas.	Continuar estudos no sentido de se determinar o local mais provável e os mecanismos da 2ª explosão
3	As explosões não causaram a ruptura do casco do pontoon e/ou da coluna. O alagamento foi provocado por rompimento de tubulações e dutos no interior da coluna de popa boreste. Foram infrutíferas as ações para controle do alagamento.	Aprofundar as investigações sobre a mecânica do alagamento e o controle da estabilidade durante a emergência.

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

	Resultados	Recomendações
4	Até o momento não foi concluída a análise da documentação referente ao projeto.	Continuar e aprofundar a análise do projeto.
5	A presença dos tanques interligados ao processo no interior da coluna é um aspecto relevante que exige reconsideração dos riscos operacionais envolvidos.	A despeito de ser prática aceita na Indústria de Petróleo, a Comissão recomenda que seja tomada a decisão gerencial de não utilização, nos projetos futuros, de tanques ou vasos no interior de colunas ou *pontoons*, que estejam interligados ao processo. Para as unidades atuais que possuam vasos ou tanques nas colunas ou *pontoons* interligados ao processo, recomendamos que a Companhia efetue uma reanálise de seus projetos quanto ao risco operacional.
6	Está descartada a hipótese de que as explosões tenham sido causadas ou originadas por um abalroamento	
7	A pressurização do sistema de *vent* atmosférico é, até agora, uma hipótese pouco provável como causa do acidente.	Aprofundar estudos das causas da pressurização do sistema de *vent* atmosférico.
8	A solução adotada da criação de um *vent* alternativo para contornar o problema de entupimento do abafador de chamas do *vent* atmosférico é, até agora, uma hipótese pouco provável como fator contribuinte do acidente.	

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

7. Outros aspectos analisados e a analisar

7.1 O posicionamento central do *flare* não teve influência no acidente.

7.2 Existiam dutos independentes de ventilação para cada coluna. Em cada coluna e em parte de *pontoon* estes dutos se ramificavam para ventilar alguns compartimentos internos. No *pontoon* havia ventilação nas salas de bombas principais, bombas de injeção e de propulsor. Nos ramais destes dutos, na entrada de cada uma destas salas, havia mecanismos de isolamento (*dampers*), que eram acionados em caso de alagamento. Todos os outros compartimentos do *pontoon* eram estanques e possuíam suspiros independentes, com extremidade no con-

3495

vés principal. Esta concepção atende às Normas Internacionais. Foi afastada a hipótese de existir um duto de ventilação que interligasse todas as salas do *pontoon*.

7.3 A plataforma P-36 foi projetada, para os critérios de estabilidade e avaria, segundo as normas IMO-MODU-CODE-1989. Não foi identificada nenhuma Norma Internacional que exija que a plataforma mantenha a estabilidade após o alagamento integral de uma de suas colunas.

7.4 Recomendamos que a Companhia sistematize a aplicação de técnicas avançadas de análise de risco, tais como HAZOP, FMEA, WHATIF e outras, em todos as fases de um projeto de produção, desde a sua concepção até a desmobilização final das instalações.

7.5 A Comissão analisará o Sistema de Gerenciamento de Segurança, em especial o Sistema de Gerenciamento de Mudanças, adotado pela Companhia na área de atuação do E&P.

7.6 Foram salvos do naufrágio vários documentos e dados importantes antes do abandono da plataforma. Devido à impossibilidade física de acesso a algumas áreas da plataforma, não foi possível recuperar outros documentos e dados importantes que estavam a bordo. Foram devidamente preservados e disponibilizados para a Comissão os dados e documentos existentes em terra, além dos dados recuperados da plataforma antes do abandono. Desta forma, recomendamos que seja criado um procedimento de *backup* freqüente, em terra, além de um sistema tipo "caixa preta" na plataforma, contendo os dados dos servidores da plataforma e que haja duplicidade de toda a documentação de bordo em terra. Recomendamos, também, que haja uma rotina definindo as informações que, a princípio, devam ser resgatadas no caso de abandono de uma plataforma.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

8. Investigações complementares

JOSE CARLOS PIMENTEL GUEDES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Para completar os seus trabalhos a Comissão propõe:

- Que seja mantida a composição da Comissão de Sindicância;
- Que seja concedido prazo adicional de seis semanas para a conclusão das investigações e mais duas semanas para elaboração do Relatório Final, material de divulgação para público em geral (inclusive página na internet), para a imprensa, para as comunidades nacional e internacional, científica e de engenharia, órgãos técnicos e reguladores;
- Que seja mantida a consultoria da DNV em apoio aos trabalhos da Comissão de Sindicância.

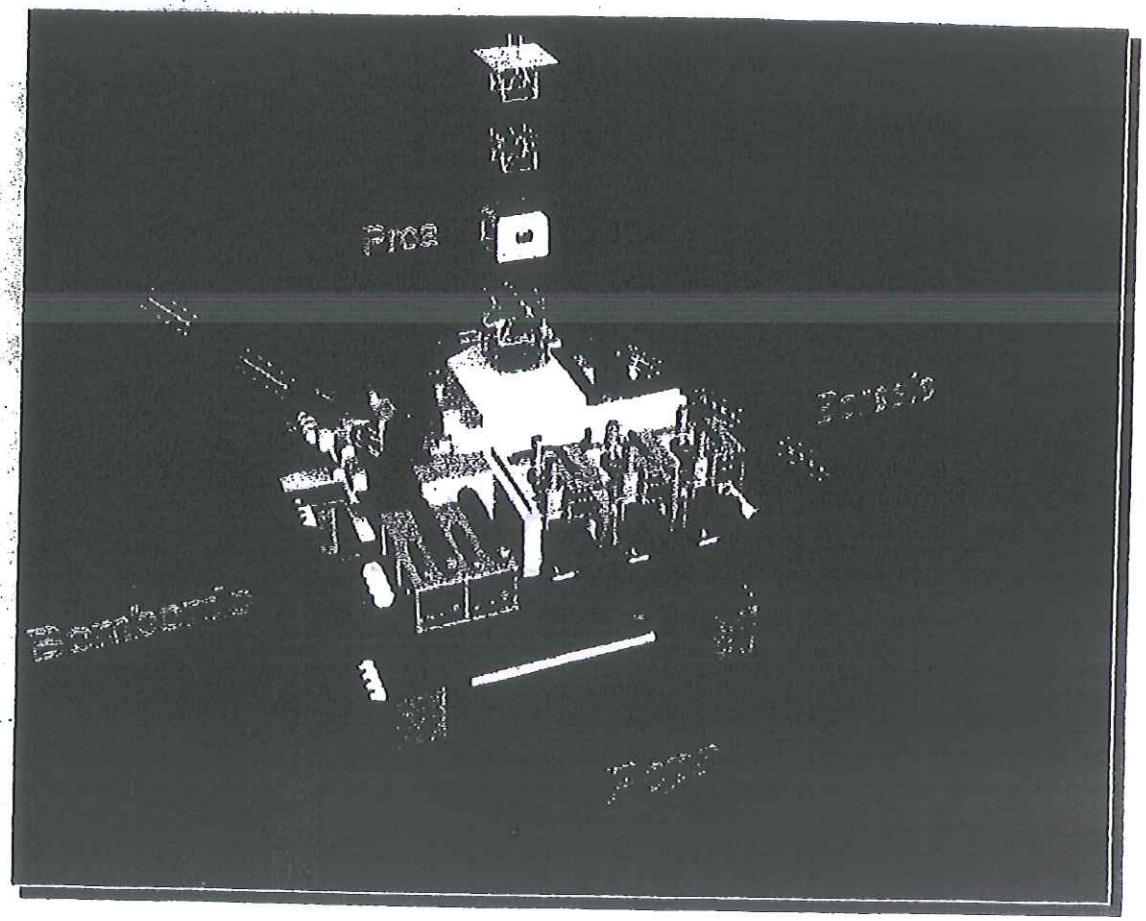
VOTO DO VICE-PRESIDENTE
EDUARDO CUNHA

Anexo 21

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

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

Relatório Final da Comissão de Sindicância do Acidente com a Plataforma P-36



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

Junho/2001

COMISSÃO DE SINDICÂNCIA DA P-36

RELATÓRIO FINAL

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

20 de junho de 2001

1 SUMÁRIO EXECUTIVO 3

2 ESCOPO DA INVESTIGAÇÃO 4

3 DESCRIÇÃO DA PLATAFORMA 6

3.1 Histórico 6

3.2 Descrição física da unidade 7

3.3 Descrição do Sistema de Drenagem de Emergência 11

4 SITUAÇÃO DA PLATAFORMA ANTES DO ACIDENTE 13

4.1 Operações antecedentes 13

4.2 Operações imediatas 13

5 DESCRIÇÃO DOS EVENTOS E DO NAUFRÁGIO 14

5.1 Primeiro Evento – Rompimento Mecânico do TDE de Boreste 14

5.1.1. Descrição do primeiro evento 14

5.1.2. Investigação das causas do primeiro evento 18

5.2 Segundo Evento – A Grande Explosão 19

5.2.1 Descrição do segundo evento 19

5.2.2 Investigação das causas do segundo evento 20

5.3 Alagamento e naufrágio 21

5.3.1 Descrição do alagamento e naufrágio 21

5.3.2 Investigação das causas do alagamento e naufrágio 24

6 CONCLUSÕES 25

6.1 Quanto ao sinistro 25

6.2 Quanto às causas que levaram ao sinistro 26

7 RECOMENDAÇÕES 27

8 ÁREAS INDICADAS PARA MELHORIA 27

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

1 Sumário executivo

Em 14/03/2001 a plataforma Petrobras 36 (P-36) operava no campo de Roncador, não havendo ocorrências além das de rotina. O *Void Space* 61S situado sobre o submarino de boreste e o tanque de lastro 26S, que lhe servia de acesso, estavam abertos para ventilação pois havia programação de inspeção de reparos de trincas no 61S para o dia seguinte.

Às 22h21min foram iniciados os procedimentos para drenagem do Tanque de Drenagem de Emergência (*Drain Storage Tank*), situado na coluna de popa-bombordo. O Tanque de Drenagem de Emergência (TDE) da coluna de popa-boreste, que era interligado ao TDE de bombordo, encontrava-se fora de operação, com a válvula manual de admissão fechada e com as demais tubulações bloqueadas.

Às 0h22min de 15/3/2001 ocorreu o rompimento mecânico do Tanque de Drenagem de Emergência da coluna popa-boreste devido a uma sobrepressurização com uma mistura de água, óleo e gás. Este evento saturou o ambiente com gás, causou danos diversos a equipamentos e instalações na coluna, rompeu a linha de água do mar de serviço (*sea water*) e o ramal da rede de incêndio e possivelmente causou danos ao sistema de ventilação e a suspiros de tanques. Os líquidos provenientes do tanque rompido e a água que vazou da tubulação da água do mar de serviço alagaram o 4º nível da coluna e os ambientes inferiores. Ao mesmo tempo, caiu a pressão no anel de água de combate a incêndio, cujas bombas eram supridas pelo sistema de água do mar de serviço.

Soou o alarme de emergência e parte da brigada de incêndio dirigiu-se ao local da ocorrência, onde iniciou a inspeção do local e a montagem de conjuntos de mangueiras de incêndio. Lá constataram que não havia água pressurizada nos hidrantes.

O gás vazado no interior da coluna atingiu o convés principal da plataforma e foi detectado por sensores de gás. Na sala de controle também houve indicação de alagamento na sala de propulsores e na sala de bombas do submarino em popa-boreste. Foi iniciado o lastreamento dos tanques do submarino na extremidade diametralmente oposta (proa-bombordo), como tentativa de equilibrar a plataforma e permitir a continuidade das operações a bordo. A plataforma já apresentava um adernamento de aproximadamente 2 graus.

Integrantes da brigada de incêndio entraram na coluna e abriram a escotilha de acesso ao 4º nível da coluna, onde não constataram calor nem fumaça, e sim uma névoa densa, branca e inodora que impediu a inspeção com luz de lanternas e a verificação do ocorrido. Ocorreram tentativas infrutíferas de contato da sala de controle, via rádio, com a brigada dentro da coluna.

Às 0h39min ocorreu uma grande explosão que provocou a morte de 10 membros da brigada, devido ao fogo e à onda de pressão, e causou sérias queimaduras em outro, que faleceu uma semana após. Esta explosão foi causada pelo contato de mistura explosiva de gás com alguma fonte de ignição nas áreas da plataforma.

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

Constatou-se fogo e fumaça em popa-boreste, tanto no *Tank Top Deck* como na coluna. Danos em estruturas, equipamentos e acessórios foram vistos em diversos pontos da unidade. Inspeções no submarino (*pontoon*) de boreste revelaram inundação das áreas da popa, por água com presença de óleo.

(7) As tentativas de repressurizar o anel de água de incêndio causavam maior afundamento da coluna de popa-boreste, indicando que as tubulações ligadas ao anel haviam rompido em seu interior. Apesar do ramal avariado ter sido isolado em torno de 1h40min, o alagamento persistia, provavelmente por embarque de água pela caixa de mar de popa-boreste, que permaneceu com as válvulas de admissão de água abertas. O *void space* 61S e o tanque 26S - que estavam abertos para inspeção - foram alagados devido a seus acessos situarem-se na área junto à sala de bombas, já tomada pela água.

(8) A geração principal de energia falhou, entrando o sistema de emergência. O adernamento da unidade aumentou e decidiu-se pela evacuação parcial da unidade, concluído as 4h20min. A unidade continuou adernando e atingiu 5 graus. O sistema geral de controle (ECOS) entrou em pane e decidiu-se pelo abandono da plataforma por total falta de controle. Desligou-se o gerador e a equipe remanescente abandonou a unidade através de helicópteros. O abandono encerrou-se às 06h03min quando o adernamento era superior a 6 graus.

(9) O alagamento progrediu, tomando completamente a sala de propulsores, sala de bombas, salas de injeção de água, tanque de lastro 26S, *void space* 61S e o 4º nível da coluna de popa boreste. Por volta das 08h15min as gateiras dos paióis de amarras atingiram o nível do mar, caracterizando o início do processo de alagamento progressivo. Na seqüência, os suspiros dos tanques da extremidade de popa-boreste do submarino submergiram, dando prosseguimento ao lento processo de inundação dos tanques e compartimentos que encontravam-se vazios.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
DIRETOR

Neste relatório são descritos os eventos, a partir das informações disponíveis, sendo também apresentadas conclusões e recomendações de medidas sistêmicas que evitem a ocorrência de eventos semelhantes.

2 Escopo da investigação

Em 19/03/2001 o Diretor José Coutinho Barbosa constituiu a Comissão de Sindicância para, no prazo de 30 (trinta) dias e com garantia de total autonomia e autoridade, conduzir a investigação sobre o acidente com a P-36.

Na manhã de 27/03/2001 foram concluídos os entendimentos para complementação da Comissão de Sindicância com a participação de um representante do Sindicato dos Petroleiros do Norte Fluminense - SINDIPETRO/NF e na tarde daquele dia a Comissão iniciou efetivamente os seus trabalhos, com a responsabilidade de apresentar relatório conclusivo que:

- determinasse as causas do acidente;

- determinasse os fatores contribuintes para que, em conseqüência, a plataforma perdesse a estabilidade;
- recomendasse as medidas que fossem necessárias para eliminação ou controle dessas causas e fatores contribuintes.

Em 20/04/2001 foi emitido um relatório preliminar interno para uso da Diretoria da Petrobras, apresentando os resultados iniciais da investigação e indicando as evidências que, até aquela data, apontavam para as hipóteses e causas mais prováveis para o acidente. Naquele relatório também foram feitas recomendações iniciais com o objetivo de prevenir a ocorrência de novos acidentes. Um prazo adicional de oito semanas foi concedido para o aprofundamento e conclusão dos trabalhos da Comissão.

Investigações em acidentes dessa natureza e porte ocorridos no exterior, nos quais houve a possibilidade do exame físico da instalação avariada, exigiram vários meses para a completa investigação de suas causas. São exemplos os acidentes de *Main Pass Block 153* (Dez/98, Golfo do México, 3 meses), *Eugene Island Block 108* (1998, Golfo do México, 6 meses) e [redacted] (Jul/88, Mar do Norte, 24 meses).
Alexander Killand.
As investigações realizadas abrangeram as atividades de operação da plataforma P-36 desde o final de dezembro de 2000 até o dia do acidente, as ações de combate à emergência e ao incêndio ocorridos no dia do acidente e os procedimentos adotados para tentar restabelecer a condição estável, até o momento do abandono da unidade.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

As atividades da Comissão foram verificadas por consultores da empresa Det Norske Veritas [redacted].

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Ao longo dos trabalhos foram realizadas as seguintes atividades:

- Análise da documentação de projeto da plataforma, dos registros operacionais salvados do naufrágio ou existentes em terra e das gravações em VT do naufrágio e do estado da plataforma no fundo do mar;
- Avaliação dos procedimentos operacionais e de segurança com base nas entrevistas com integrantes da equipe da plataforma e especialistas, num total de 64 entrevistas e auditoria no Sistema de Gestão de Segurança (SGS) aplicável;
- Elaboração de hipóteses para a ocorrência do acidente e naufrágio da plataforma e identificação de suas causas;
- Construção de modelos computacionais e execução de estudos de engenharia de processo e engenharia naval para auxílio na investigação das possíveis causas do acidente;
- Verificação de critérios de segurança do projeto e análise de riscos operacionais de sistemas da plataforma;
- Outros estudos técnicos e investigações complementares.

Especialmente nos trabalhos realizados durante o prazo adicional de oito semanas, a Comissão priorizou o aprofundamento das investigações de modo a finalizar,

com a maior precisão possível, a construção dos cenários mais prováveis para a ocorrência do acidente, considerada a indisponibilidade de acesso à documentação e aos registros afundados com a plataforma, bem como a complexidade de realização das investigações sem a possibilidade de acesso e exame físico da unidade. Para esses cenários, a Comissão compilou as evidências que pudessem justificá-los.

A Comissão estudou parcialmente o Sistema de Gestão de Segurança (SGS) adotado para a P-36 e com ele confrontou as práticas quanto à gestão de segurança evidenciadas nos relatos dos entrevistados e na documentação pertinente e disponível, buscando identificar pontos de melhoria no sistema e nas práticas.

Este relatório final, elaborado para uso da Diretoria da Petrobras, apresenta a hipótese mais provável para o acidente e naufrágio da plataforma Petrobras 36, apontando para as suas causas e fatores contribuintes e recomendando ações para controlá-los ou eliminá-los no âmbito das demais instalações da empresa.

3 Descrição da plataforma

3.1 Histórico

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL COUTINHO
DIRETOR

A P-36, originalmente denominada *Spirit of Columbus*, era uma plataforma modelo Enlade-8 Colmar-L-1020 Trendsetter. Foi concebida para ser uma unidade autopropelida de perfuração e produção, para operação no campo de *Emmerald*, no Mar do Norte, em lâmina d'água de até 500m, com capacidade para processar diariamente 100 mil barris de óleo e 2 milhões de m^3 de gás. O projeto, construção e montagem da unidade foram executados de 1986 a 1994 pela Midland and Scottish Resources (MSR), através de sua subsidiária SAIPEM SpA, tendo os trabalhos sido iniciados em Gênova e concluídos em Palermo, Itália. A embarcação foi certificada pelo Registro Italiano Navale – RINA - e pelo Lloyds Register.

Em função de mudança nos planos da MSR para o campo de *Emmerald*, a *Spirit of Columbus* foi colocada à disposição no mercado, sem jamais ter entrado em operação. A empresa Marítima mostrou-se interessada e constituiu a Petro Deep para negociar a aquisição da unidade e oferecê-la à Petrobras. Inicialmente cogitada para ser uma das unidades de produção do campo de Marlim Sul, *a Spirit of Columbus* foi posteriormente destinada ao campo de Roncador, recebendo a denominação de P-36

Para que fosse possível o aproveitamento da unidade em Roncador foi necessária a substituição de sua planta de processo original por outra de maior porte. A maioria dos equipamentos de perfuração, assim como os propulsores, foi retirada. Acrescentou-se uma extensão no convés principal, na área da popa, e foram efetuadas algumas modificações estruturais e navais. A obra de conversão foi gerenciada pela Petromec, subsidiária da Marítima. O projeto das modificações estruturais e navais foi executado pela firma inglesa Noble Denton, enquanto a planta de processo ficou a cargo da também inglesa AMEC. Os trabalhos de conversão

aconteceram nos estaleiros Davies Industries, em Quebec, Canadá, de setembro de 1997 a outubro de 1999.

Após o *upgrade*, a P-36 passou a ter capacidade de processar diariamente 180 mil barris de óleo e de comprimir 7,2 milhões de m^3 de gás por dia. [redacted] força de cláusula contratual ligada ao financiamento da obra de conversão, a P-36 manteve a bandeira italiana. A nova unidade foi classificada pela [redacted] e pela ABS.

A P-36 iniciou operação no campo de Roncador em [redacted], com o poço Roncador-09. Em março de 2001 a unidade encontrava-se produzindo 84.000 barris de óleo e 1.300.000 m^3 de gás por dia.

3.2 Descrição física da unidade

As partes principais da plataforma (figuras 1 e 2) eram os submarinos (*pontoons*), um em boreste e outro em bombordo, as colunas (duas a vante e duas a ré), o *caisson* central, originalmente vazado e que passou a contribuir para a flutuabilidade após as modificações da unidade, o convés principal, que continha em seu interior diversos ambientes, a extensão de popa, o queimador e o heliponto. Uma estrutura abaixo do convés principal da plataforma abrigava as conexões com as linhas dos poços, oleodutos e gasodutos de exportação.

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

Cada submarino continha, além de tanques estruturais, de lastro e de armazenagem de óleo diesel e água industrial, a casa de bombas para o sistema de lastro e água do mar de serviço, o sistema de esgotamento de inundação, dois conjuntos de injeção de água em poços e as salas dos propulsores. Além disso, existia todo um conjunto de tubulações para possibilitar manobras diversas de lastreamento, movimentação de combustível e ventilação.

As colunas (figura 3) continham, além das tubulações de água e ventilação que passavam em seu interior, tanques estruturais e de lastro, bem como alguns sistemas de utilidades. Nas colunas de popa, adicionalmente, existia todo o sistema de drenagem naval, o tanque de drenagem de emergência e a desaeradora para o sistema de injeção de água.

O convés principal, com três níveis – *Tank Top Deck, Second Deck* e *Main Deck* - continha os alojamentos, escritórios, sala de controle, sistemas de utilidades e de injeção de produtos químicos, oficinas, almoxarifados e outros. No convés também se situava o sistema de geração principal de energia e de exportação de energia elétrica para o FSO P-47. Sobre o *Caisson* Central, e em pisos diferentes, estavam localizados os *manifolds* de injeção de água, de produção de óleo e de *gas-lift*. O mesmo *Caisson* Central abrigava, também, bombas adicionais de captação de água.

Na extensão de popa, no nível do *Main Deck*, estava a planta de processo de óleo, situada a bombordo. Ao lado dela, e se estendendo até boreste, situavam-se os três conjuntos de compressão de gás (turbocompressores). No piso inferior, de bo-

reste para bombordo, situavam-se o sistema de gás combustível, tanques de drenagem aberta e fechada, bombas de transferência de óleo e lançadores de *pig* das linhas de exportação de óleo.

À meia nau, lado boreste, situavam-se o sistema de compressão *booster* de gás, o sistema de tratamento de gás, o pacote de produtos químicos e outras utilidades, bem como um guindaste de 50 ton. de capacidade.

Em proa-boreste ficavam os sistemas de água quente de processo e de água de resfriamento para a planta de gás. Em proa-bombordo localizava-se o heliponto, o gerador de emergência, os guinchos de *pull-in* e, à meia nau, os vasos do sistema de queima e um guindaste de 22 ton de capacidade.

A unidade tinha equipamentos de segurança distribuídos conforme seu Plano de Segurança.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GOMES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

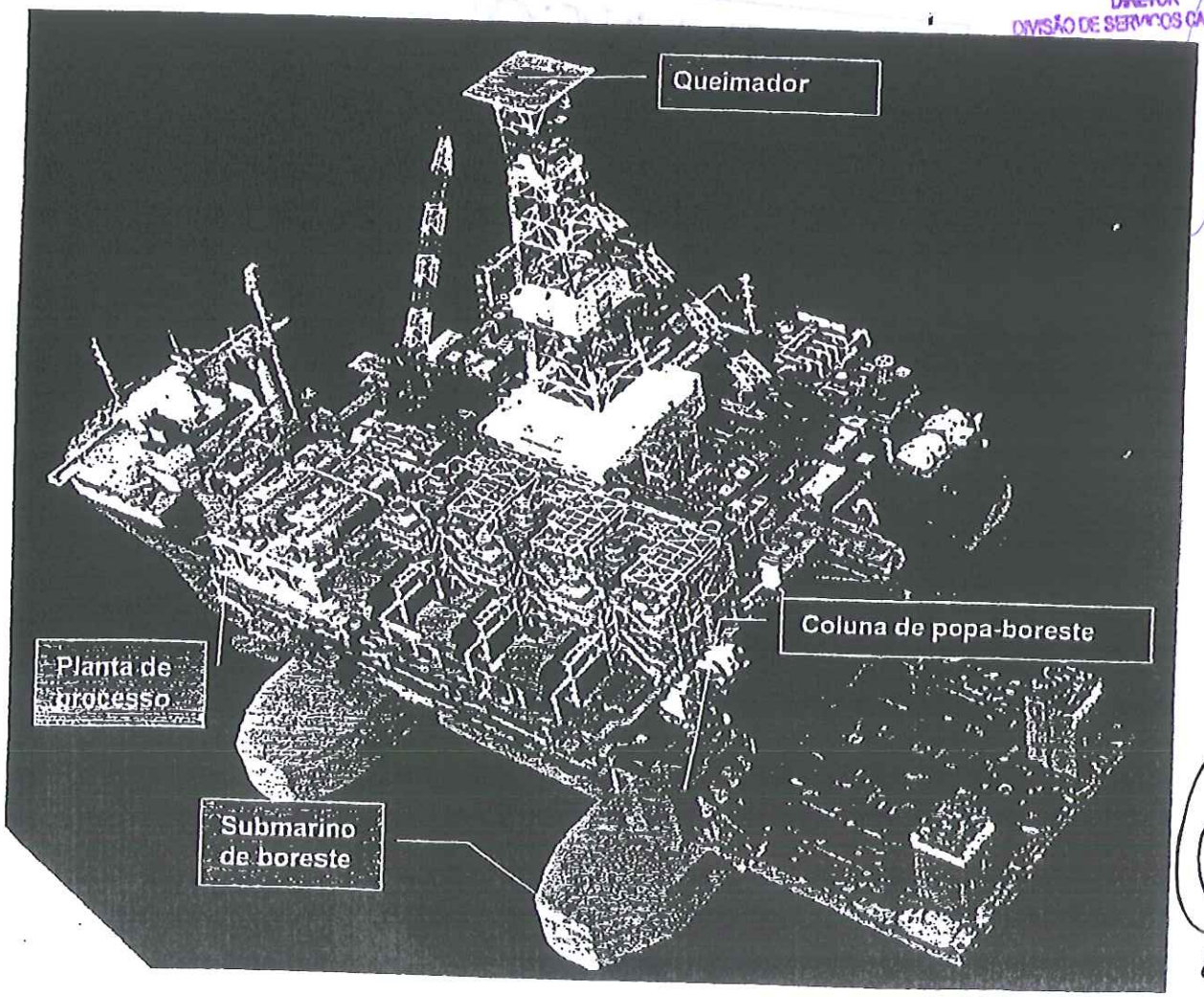
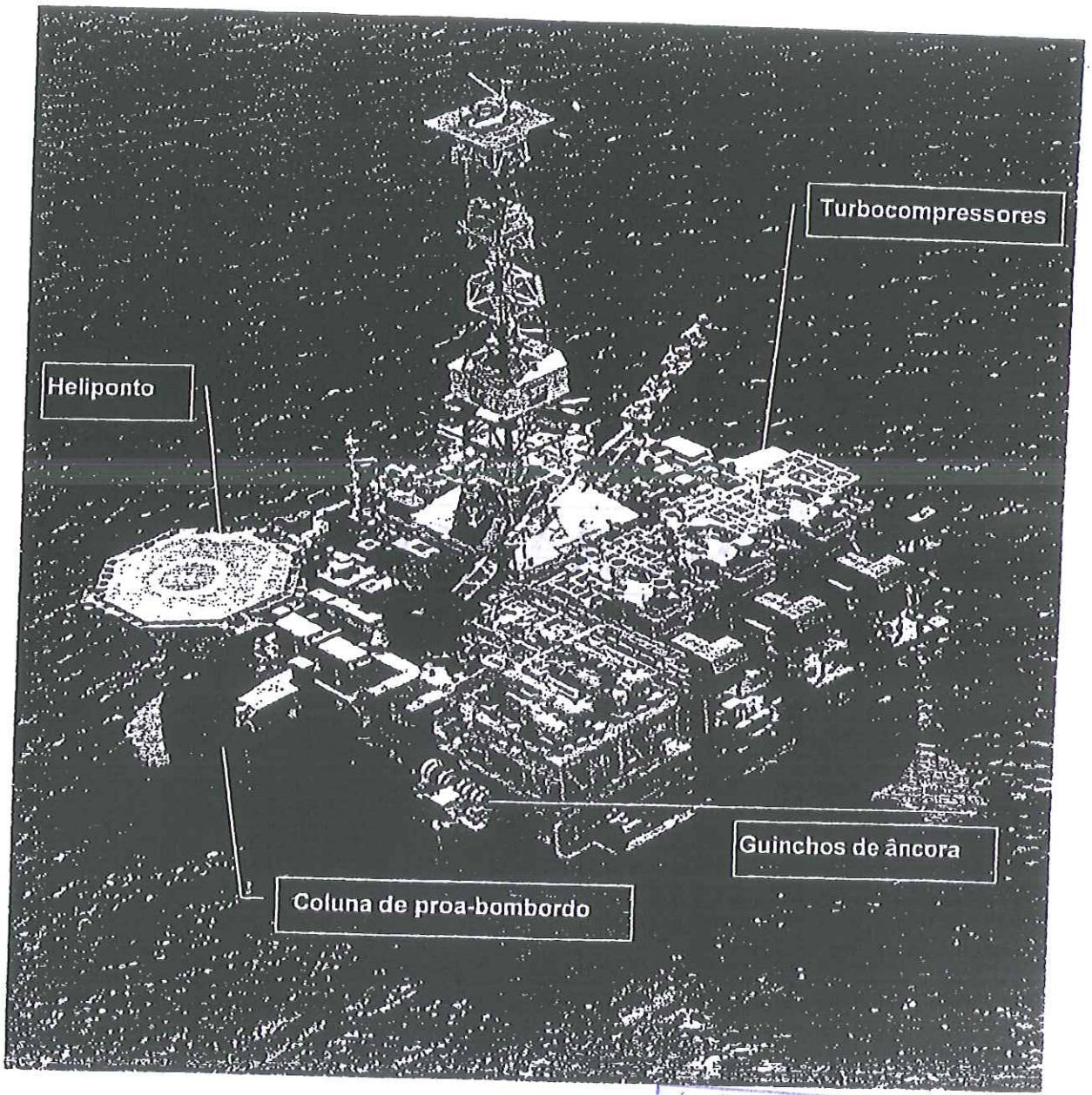


Figura 1



É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Figura 2

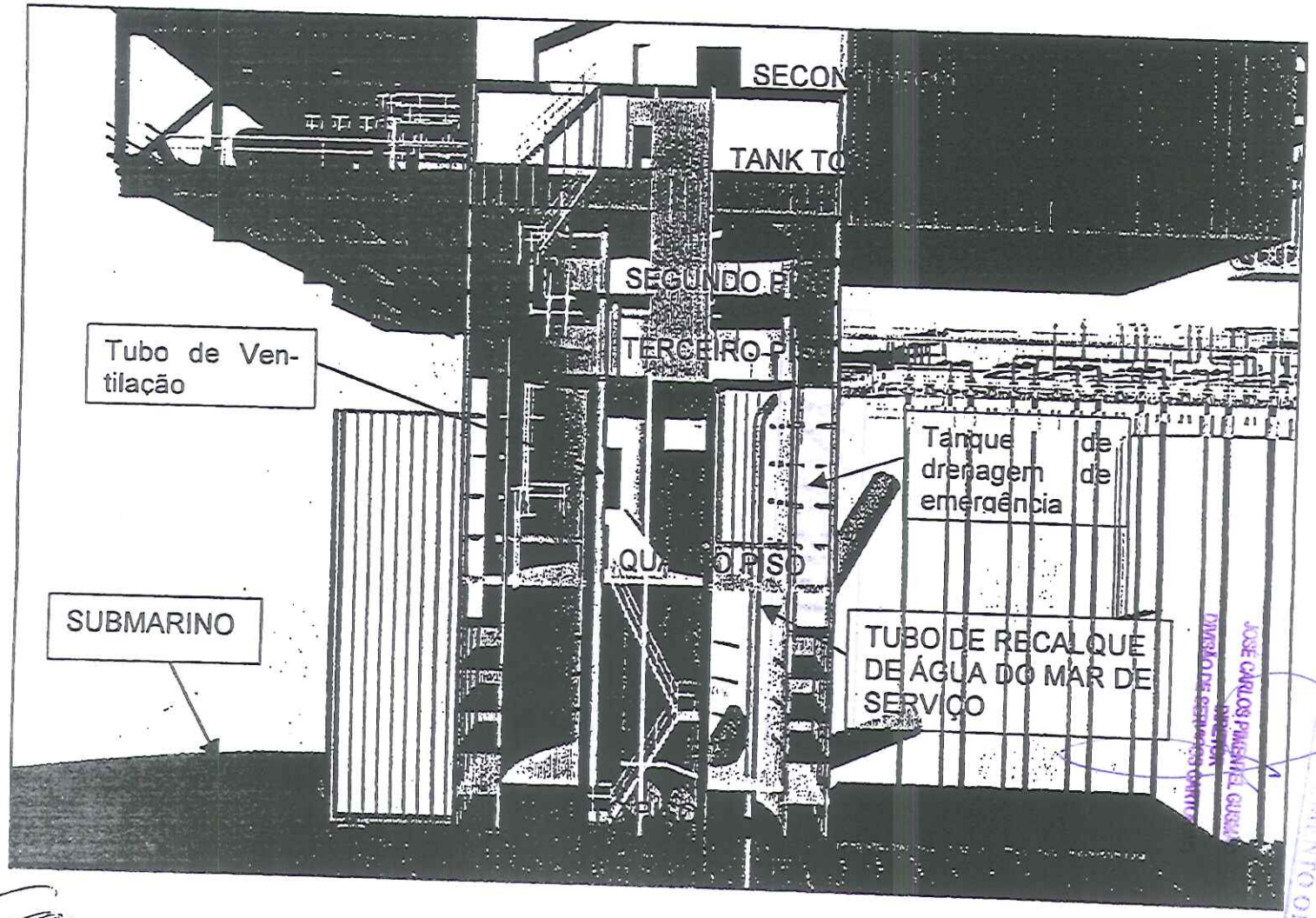


Figura 3

Propriedade da PETROBRAS

3.3 Descrição do Sistema de Drenagem de Emergência

Devido ao papel desempenhado pelo Sistema de Drenagem de Emergência no acidente da P-36, segue-se uma breve descrição do mesmo, destinada a facilitar a compreensão dos capítulos seguintes.

O Sistema de Drenagem de Emergência da P-36 (figura 4) era constituído por 2 tanques de 450 m^3 cada, localizados no 4º nível das colunas de popa da unidade, um em bombordo e outro em boreste. Esses tanques, denominados Tanques de Drenagem de Emergência (TDEs), tinham como finalidade básica receber o petróleo da planta de processo numa operação de manutenção de algum vaso ou na ocorrência de uma situação de emergência.

Cada um dos TDEs era interligado à planta de processo e ao *Caisson* de Produção (tanque de descarte de resíduos) da plataforma. Essa interligação se dava por meio de duas linhas: uma para a entrada de líquidos no TDE, a qual possuía uma válvula de bloqueio, e uma outra para descarga, que possuía 1 bomba de recalque e 2 válvulas de bloqueio. As linhas de entrada e descarga de cada TDE eram conectadas entre si e seguiam numa tubulação única até sair da coluna, onde se subdividiam em 2 ramais. Um desses ramais seguia até o *header* de produção, a montante dos aquecedores de óleo da planta. O outro ramal seguia até o *Caisson* de Produção. Antes de chegar ao seu destino final cada um desses ramais possuía 1 válvula de bloqueio, denominadas na figura 4 de válvula do *header* e válvula do *caisson*. Os circuitos de sucção e descarga dos dois tanques eram interligados.

Os TDEs também possuíam um suspiro em sua parte superior, localizada no 3º nível da coluna. Este suspiro era interligado ao sistema de *vent* atmosférico da plataforma. Assim como a tubulação de sucção e descarga de líquidos, os circuitos de suspiro dos dois tanques eram interligados e destinavam-se a permitir a entrada e saída de ar à medida em que os tanques fossem esvaziados ou preenchidos com líquido.

Durante operação normal as válvulas da linha de descarga de cada TDE permaneciam fechadas, enquanto a da linha de entrada ficava aberta. As válvulas do *header* e do *caisson* eram normalmente fechadas. Caso houvesse necessidade de drenar hidrocarbonetos da planta para os TDEs, abria-se a válvula do *header* e o fluxo se estabelecia naturalmente, devido à diferença de pressão.

Para esgotar um dos TDEs era necessário abrir suas válvulas de descarga, fechar a de entrada, fechar todas as válvulas do outro TDE e, após alinhar o fluxo para o *Caisson* de Produção ou para a planta de processo, ligar a bomba de recalque.

Propriedade da PETROBRAS

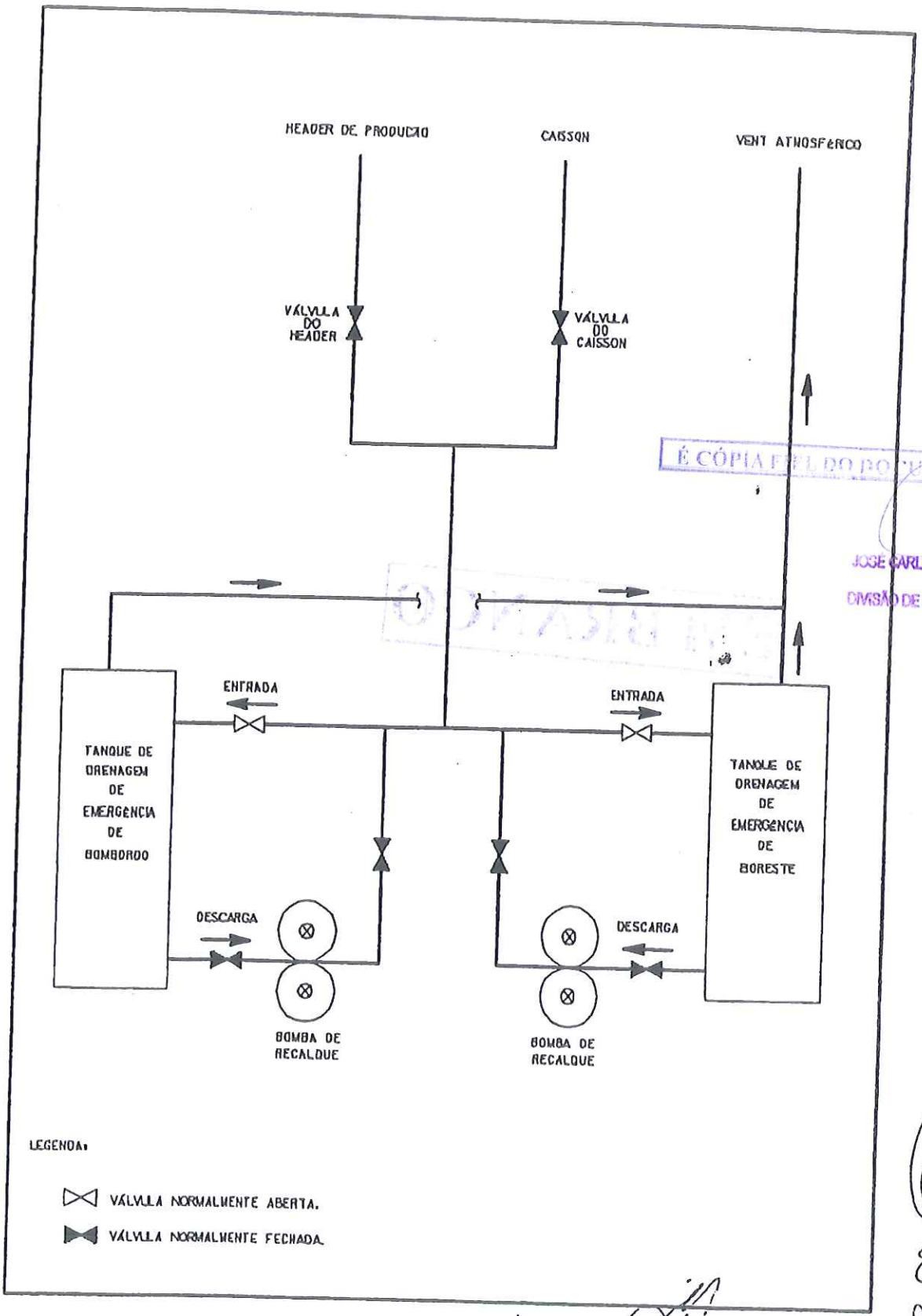


Figura 4

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

4 Situação da Plataforma antes do Acidente

Considerando-se o conjunto de operações que antecederam o acidente, podemos listá-las em dois grupos, de acordo com as informações obtidas através de documentos recuperados da plataforma e das entrevistas com o pessoal daquela unidade.

Em um dos grupos, aqui denominado "operações antecedentes", estão indicadas aquelas manobras ou operações que, não tendo sido efetuadas dentro do período de 24 horas que antecedeu o acidente, estão, ainda assim, relacionadas com algum equipamento ou espaço físico objeto de estudos mais detalhados da Comissão.

No outro grupo, de "operações imediatas", estão listadas as manobras e operações que ocorreram no período de 24 horas anteriores ao acidente.

4.1 Operações antecedentes

- Retirada a bomba do Tanque de Drenagem de Emergência de boreste, para reparos. Sucção e descarga da bomba, raqueteados.
- Raqueteado o suspiro do Tanque de Drenagem de Emergência de boreste.
- Constatado aumento de pressão na rede de vent atmosférico. Instalado mangote no lançador de *pig* para auxiliar no alívio da pressão de gás na rede.
- Efetuados reparos de trincas nos *pontoon stability boxes* de bombordo (61P) e boreste (61S).
- Detectada presença de gás nos drenos dos *skids* do casulo do Turbogerador-1 (TG-1). Feita desobstrução nas linhas destes drenos.
- Iniciada a troca de atuadores eletro-hidráulicos das caixas-de-mar das bombas *Sea Water* e Sistema de Lastro.
- Iniciado teste operacional com carga do Turbocompressor C (TC-C).
- Instaladas raquetes para bloqueio das saídas de vent do *Matrix Separator*.
- Realizadas operações de drenagem do *Waste Oil Tank* para a planta de processo.

4.2 Operações imediatas

14/03/01

- Entre 18h00min e 19h00min - Aberto o tanque de lastro 26S e o *void* 61S, ambos com acesso pela sala de bombas de popa-boreste, visando inspeção do reparo das trincas no dia seguinte. A ventilação é feita pelo sistema normal da coluna popa-boreste da plataforma.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
CENTRAL DE SERVIÇOS CARTORIAIS

- Entre 18h00min e 19h00min - O operador que realizou a manobra anterior retorna da sala de bombas, na qual não é notada nenhuma anormalidade. As portas-estanque de acesso à sala de propulsores e sala de injeção de água permanecem fechadas. O operador retorna pelo elevador da coluna. Também não relata anormalidade neste equipamento.

- 21h00min - Encerrado o bombeamento de 25m^3 de fluido dos *Waste Oil Tank* de bombordo e boreste.

- 22h21min – Iniciado o procedimento de drenagem do Tanque de Drenagem de Emergência (TDE) de bombordo.

- 23h15min - Iniciado o bombeio efetivo do TDE de bombordo.

- 23h15min - Iniciada a drenagem do *Waste Oil tank* de bombordo. Válvula de ligação com o processo aberta para o Vaso de Dreno Fechado.

15/03/01

- 00h00min – Verificado aumento de vazão na produção, confirmando volume transferido do TDE de bombordo.

- 00h22min - Ocorre o 1º evento.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

5 Descrição dos eventos e do naufrágio

5.1 Primeiro Evento – Rompimento Mecânico do TDE de Boreste

5.1.1. Descrição do primeiro evento

Em 14 de março de 2001, a plataforma P-36 encontrava-se ancorada em lâmina d'água de 1.360 metros no campo de Roncador, na Bacia de Campos, produzindo cerca de 84.000 barris por dia de petróleo e 1.300.000 m^3/dia de gás a partir de poços situados em lâminas d'água superiores a 1.800 m. As únicas operações não rotineiras eram a drenagem do Tanque de Drenagem de Emergência (*Drain Storage Tank*) situado na coluna de popa bombordo, iniciada às 22h21min deste mesmo dia, e a preparação para inspeção do *Void Space* 61S situado sobre o submarino de boreste. Este *void*, bem como o tanque de lastro 26S, que servia de acesso ao 61S, encontrava-se aberto para permitir ventilação, uma vez que estava programada, para o dia seguinte, a inspeção dos reparos ali realizados. O Tanque de Drenagem de Emergência situado na coluna de popa-boreste encontrava-se fora de operação (Figura 5), raqueteado a montante e jusante da bomba e na linha de suspiro atmosférico e com a válvula manual de admissão fechada, uma vez que a bomba do mesmo encontrava-se em manutenção.

Às 0h22min de 15 de março de 2001 ocorreu um evento com liberação acentuada de energia no 4° nível da coluna de popa-boreste da plataforma. As pessoas a bordo perceberam o evento como um baque, parecido com a queda de uma carga, ou com o abalroamento por uma outra embarcação. Uma provável sobrepressurização do Tanque de Drenagem de Emergência de boreste com uma mistura de água, óleo e gás, provocou o seu rompimento mecânico, liberando fluidos contidos em seu interior para o ambiente (óleo, gás e água). O rompimento deste tanque pode ter liberado até 1.300 m^3 de gás nas condições ambiente.

Este evento causou danos diversos a equipamentos e instalações na coluna, principalmente a ruptura da linha de água do mar de serviço, oriunda de piso inferior (Sea water Service Pumps), ramal da rede de incêndio e danos a linhas de suspiros de tanques e do sistema de ventilação. A ruptura do anel de incêndio provocou a perda de pressão no mesmo, colocando a plataforma em *fire mode*, com entrada automática em operação das bombas de *seawater*. Como conseqüência, iniciou-se o alagamento, em escala acentuada, do 4° nível da coluna e de ambientes situados abaixo, em virtude do volume de água movimentado pelas bombas de captação de água do mar e pelo inventário existente dentro do anel de distribuição do sistema, acionando os alarmes de alagamento.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DISTRITO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Possíveis rompimentos de tanques e acessórios que existiam no interior da coluna, tais como o *Waste Oil Tank* e o tanque de água potável, podem ter contribuído para o alagamento do ambiente. Especialmente no caso do Tanque de Drenagem de Emergência e do *Waste Oil Tank* , em escalas diferentes, uma falha estrutural decorrente do primeiro evento provocaria vazamento de gás e poderia permitir o vazamento de líquidos inflamáveis ou combustíveis. Em termos de volume de gás liberado, o sistema de *Waste Oil* poderia contribuir, durante o processo de despressurização da planta, com um máximo de 45 m^3 de gás.

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. Ocorreu parada de emergência da unidade (ESD nível 3), interrompendo todos os processos de óleo e gás, bem como fechando a chegada dos poços na unidade, com despressurização da planta de processo e acionamento do alarme de emergência.

Parte da brigada de incêndio dirigiu-se ao local da ocorrência, onde iniciou a montagem de conjuntos de mangueiras de incêndio e a inspeção do local. Os demais componentes dirigiram-se ao local separadamente, à medida que foram sendo informados do local da ocorrência.

Em seguida ao alarme sonoro de emergência na unidade, a equipe de resgate reuniu-se na enfermaria (Ponto de Reunião) e o pessoal de controle da emergência dirigiu-se à sala de controle. Simultaneamente, os demais tripulantes da unidade seguiram os procedimentos previstos no plano de contingência, sendo que aqueles

não diretamente envolvidos com a emergência se dirigiram aos pontos de reunião para preparação para abandono.

A Brigada dividiu-se em tarefas, além da montagem das mangueiras. Alguns membros encarregaram-se da busca de recursos adicionais e outros entraram na coluna. Em função da presença de névoa densa no interior da coluna, conjuntos autônomos para respiração foram providenciados para que membros e um líder da Brigada pudessem descer no interior da coluna para realizar uma inspeção detalhada do ocorrido. Nesta inspeção constatou-se a inexistência de danos no 3º piso da coluna e, após a abertura da escotilha de acesso ao 4º nível, foi percebido um ruído intenso, como de vazamento de água, oriundo do piso inferior, bem como a ausência de iluminação. Apenas com a utilização de lanternas não foi possível a realização da inspeção do ocorrido no 4º nível. A equipe encarregada da montagem das mangueiras constatou que não havia água no anel de incêndio.

A esta altura, o alagamento da unidade já provocara um adernamento, na direção proa-popa e bombordo-boreste, de aproximadamente 2 graus. Iniciaram-se as tentativas de correção do adernamento da unidade. Paralelamente a todos os eventos, diversos alarmes relativos ao processo e às utilidades, oriundos da parada de emergência, congestionaram o sistema de controle, ocorrência típica de situações de emergência, exigindo intervenções freqüentes de operadores para reconhecimento.

Estas fainas continuaram até o momento da grande explosão.

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

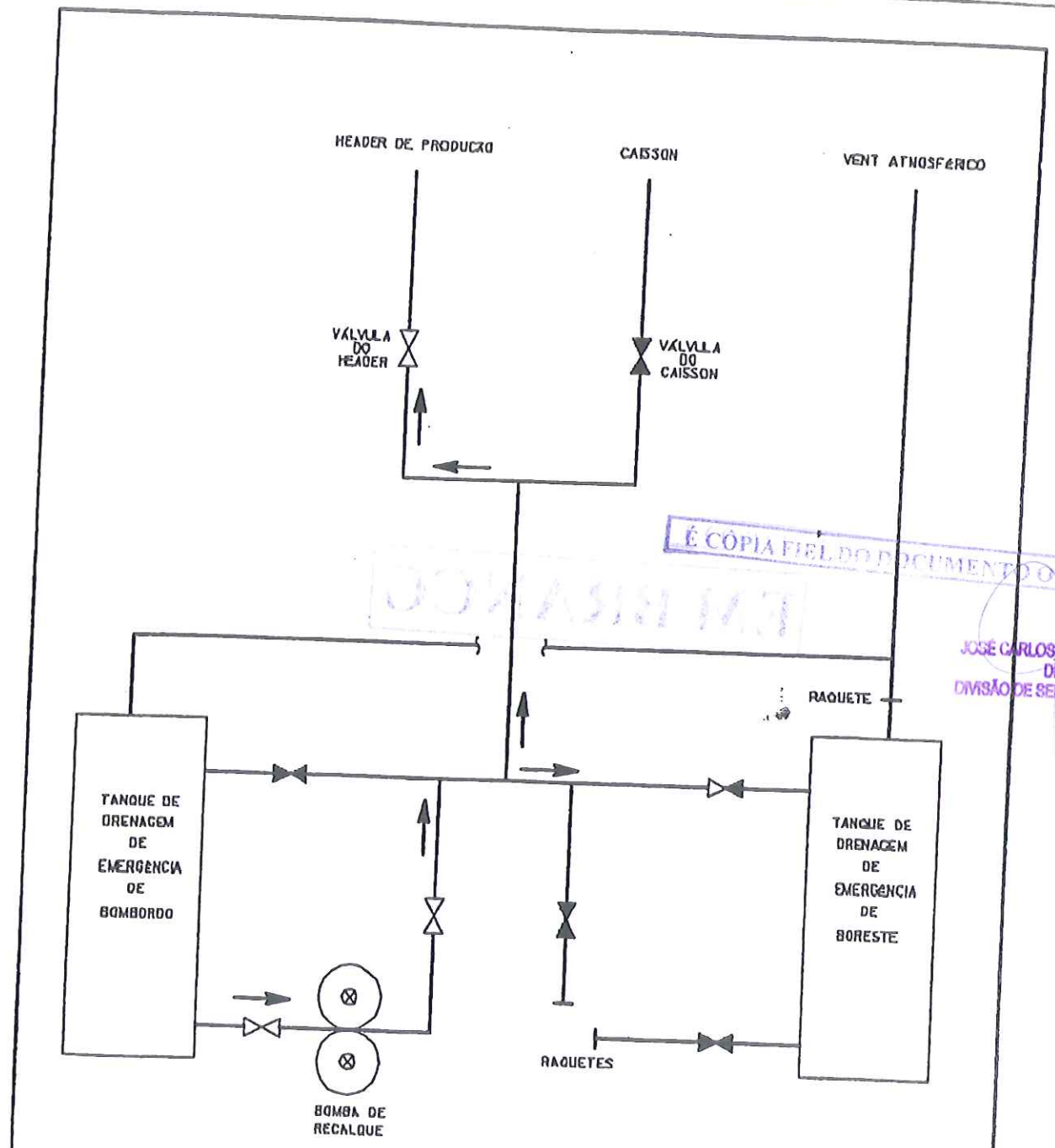


Figura 5

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

5.1.2. Investigação das causas do primeiro evento

Foi utilizada uma metodologia adaptada a partir de um estudo de HAZOP (Hazard and Operability Study) para se fazer uma análise dos eventos ocorridos na P-36. Por esta metodologia verificava-se, a partir de um possível cenário definido pela Comissão de Sindicância, como este seria fisicamente viável e, em caso afirmativo, como seria possível. Em seguida levantavam-se fatores outros que deveriam existir para a ocorrência daquele cenário, indicadores verificáveis ocorridos antes do evento, possíveis dispositivos de segurança inoperantes, taxa de liberação de produtos, possíveis fontes de ignição e danos causados pelo evento. Para chegar à conclusão da análise, incorporavam-se indicadores verificáveis pós-evento e intervenções que poderiam influenciar na ocorrência, terminando com o julgamento da probabilidade do cenário. A maioria dos cenários estudados não encontrou suporte nas evidências encontradas e, em função disto, foram eliminados. De todos os cenários analisados, a sobrepressurização do Tanque de Drenagem de Emergência mostrou ser a hipótese mais provável, conforme descrição a seguir.

O Tanque de Drenagem de Emergência de boreste estava fora de operação, uma vez que sua bomba encontrava-se em manutenção. Embora isolado do sistema, a linha de descarga / alimentação do mesmo era comum com o outro tanque situado na coluna de bombordo. Estes tanques, embora fossem estruturais e resistissem a pressões superiores à de operação, por concepção de projeto eram utilizados como tanques atmosféricos, interligados ao sistema de *vent* atmosférico da unidade. Como o sistema permanecia sempre pronto para o recebimento de líquidos, a linha de descarga / alimentação dos tanques estava sempre na condição de pressão atmosférica.

Com a retirada da bomba de recalque do tanque de boreste em fevereiro de 2001, as extremidades da linha de montante e de jusante da mesma foram flangeadas a cego, de forma a impedir qualquer possível vazamento de produtos das linhas de sucção e descarga da bomba. Também foi fechada a válvula manual da linha de entrada, uma vez que não havia, temporariamente, como esgotar o tanque.

Embora as medições nestes tanques não demonstrassem aumento de nível, havia a suspeita de que líquidos – predominantemente água de lavagem de pisos, do sistema de dilúvio e de chuva - retornavam a tais tanques pela linha de *vent*. Esta linha era comum com o vaso de drenagem aberta de áreas perigosas, que era o vaso responsável por receber os líquidos relatados. Um transbordamento deste levaria, em casos extremos, ao retorno de líquidos para o Tanque de Drenagem de Emergência pela linha de *vent*. Assim, em 09 de março decidiu-se pelo raqueteamento da linha de suspiro do tanque de boreste para o sistema de vent atmosférico.

Em 14 de março, às 22h21min, iniciaram-se os procedimentos para esgotamento do Tanque de Drenagem de Emergência de bombordo, fazendo-se o alinhamento para o *header* de produção da planta de processo, que continha óleo e gás oriun-

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

dos dos poços a uma pressão de 10 kgf/cm^2. Antes deste alinhamento, a válvula manual da linha de entrada do Tanque de Drenagem de Emergência de bombordo foi fechada, tendo sido verificado o fechamento da válvula de entrada do TDE de boreste. Diversas tentativas, a partir da sala de controle central da plataforma, foram feitas para partir a bomba de recalque, não tendo êxito na operação, pois a bomba só podia ser ligada através do comando local, situado próximo à bomba por questões de segurança. Com o fechamento das entradas dos dois TDEs, toda a linha de entrada / saída dos tanques passou a ser preenchida com o mesmo fluido e no mesmo nível de pressão que o *header* da planta de processo. Esta situação permaneceu até às 23h15min, quando a bomba de recalque do tanque de bombordo foi ligada localmente e iniciou-se o bombeio de água, invertendo o sentido de fluxo na linha de conexão com o *header* da planta de processo. A entrada do tanque de boreste, que encontrava-se à pressão atmosférica antes do início das operações, foi submetida, primeiro, a uma pressão de, pelo menos, 10 kgf/cm^2 com óleo e gás por 54min e, em seguida, até, no máximo, por 19 kgf/cm^2 com água por 1h07min até a ocorrência do primeiro evento.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
CENTRAL DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Por algum problema não identificado, a válvula de bloqueio da entrada do tanque de boreste permitiu a passagem dos fluidos para o interior do tanque, que encontrava-se com sua linha de vent bloqueada. Assim, esta admissão de fluidos no interior do tanque provocou não só o aumento de pressão, mas também o aumento de nível no interior do mesmo. Estudos realizados mostram que, com os fluidos acima citados, e nos tempos e pressões consideradas, uma vazão em torno de 20% da capacidade de escoamento da válvula foi admitida no tanque entre o início da operação e a provável ruptura mecânica do mesmo.

Análises técnicas efetuadas demonstram que, em se pressurizando tal tanque, os tirantes de ligação entre os anéis da casca interna com a casca externa do mesmo rompem-se quando a pressão interna se aproxima de 7,3 kgf/cm^2. Após o rompimento dos tirantes, a casca interna do tanque rompe quando a pressão interna atinge, aproximadamente, 10 kgf/cm^2.

A sobrepressurização do tanque provocaria uma deformação em sua casca interna de 1 metro, aproximadamente, o que o levaria a provocar danos nas tubulações adjacentes (ventilação, suspiros de tanques, tubulação de água do mar de serviço e ramal da rede de incêndio). Com a subsequente elevação da pressão, o tanque rompeu liberando os fluidos para o ambiente. Nas condições expostas, no momento da falha do tanque, este continha até 1.800m^3 de gás (condição ambiente) em seu interior.

5.2 Segundo Evento – A Grande Explosão

5.2.1 Descrição do segundo evento

Às 00h39min de 15 de março ocorreu uma grande explosão que provocou a morte de 10 membros da brigada de incêndio devido ao fogo e à onda de pressão, resultando ainda em outro componente seriamente queimado e que faleceu uma semana após o acidente. Esta explosão provocou barulho intenso e grande destruição

na área situada acima da coluna de popa-boreste, no *Tank Top Deck* e *Second Deck*.

A hipótese mais provável para este evento é que o gás liberado no quarto nível da coluna devido ao rompimento do Tanque de Drenagem de Emergência, atingindo outras áreas da plataforma, formou mistura explosiva e teve contato com alguma fonte de ignição. Nas inspeções realizadas pelo pessoal de controle da emergência constatou-se presença de fogo e fumaça em popa-boreste, na parte interna da plataforma e na coluna. Danos de grande monta em estruturas, equipamentos e acessórios foram observados em pontos diversos da unidade. Alarmaram sensores de fumaça em diversos pontos. Ocorreu a queda da geração principal de energia elétrica, entrando o sistema de emergência.

Numa recontagem do pessoal a bordo constatou-se a ausência de 11 pessoas. Iniciaram-se buscas aos desaparecidos e foi localizado um ferido, que teve seu resgate dificultado pela alta temperatura do local.

Paralelamente, desenvolveram-se ações para pressurizar o anel de incêndio e o resfriamento da coluna de popa-boreste por barco *fire fighter*. O adernamento da unidade continuou aumentando.

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

Inspeções realizadas no submarino de boreste pela proa revelaram inundação das salas de popa, com presença de óleo, impedindo o acesso à coluna de popa-boreste. Estas incursões destinaram-se a localizar possíveis vítimas.

Decidiu-se pela evacuação da unidade, através de cestas de transbordo, retirando-se de bordo todos aqueles que não estivessem diretamente envolvidos com as faina de emergência. A falha do sistema elétrico obrigou a execução de manobras de emergência de forma a permitir a alimentação elétrica do guindaste de bombordo, lado oposto da ocorrência. Com o auxílio do guindaste de bombordo, à 01h44min de 15 de março iniciou-se a evacuação de 138 pessoas. Este transbordo encerrou-se às 04h20min.

A situação continuou agravando-se, culminando com a perda do controle sobre o sistema de lastro, bem como da comunicação na rede de controle da unidade. A plataforma continuou adernando e atingiu 5°. O sistema geral de controle (ECOS) entrou em pane e decidiu-se pelo abandono da plataforma por total falta de controle. O gerador de emergência foi desligado e a equipe remanescente abandonou a unidade através de helicópteros. O abandono encerrou-se às 06h03min de 15 de março de 2001.

5.2.2 Investigação das causas do segundo evento

Uma vez rompido o Tanque de Drenagem de Emergência de boreste e, possivelmente, o Waste Oil Tank, havia gás suficiente para preencher todo o espaço do 4° nível da coluna .

A abertura da escotilha entre o terceiro e o quarto nível e das portas-estanque de acesso à coluna, bem como os dutos de ventilação propiciaram caminhos para o gás atingir outras áreas, podendo ter chegado ao *Tank Top Deck* e ao *Second Deck*.

A inundação do 4º nível da coluna por água, expulsando o gás pelas passagens abertas, criou um mecanismo que auxiliou o seu deslocamento, acelerando a sua dispersão. Essa mistura rica em gás, ao se propagar por outros espaços, misturou-se com o ar e aproximou-se, com o passar do tempo, do limite superior de explosividade.

Assim, após o primeiro evento, passaram-se 17 minutos até que o gás que estava contido no interior da coluna – pois a planta de processo já havia parado automaticamente e não havia outra fonte de gás – se deslocasse para níveis superiores e se inflamasse, causando a explosão que atingiu parte da brigada de incêndio.

Nesse curto espaço de tempo, um grande número de alarmes e outras informações de controle foi recebido pelos operadores na sala de controle, tornando extremamente difícil o trabalho de diagnósticar os problemas e respondê-los corretamente.

5.3 Alagamento e naufrágio

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

5.3.1 Descrição do alagamento e naufrágio

Com o primeiro evento, a plataforma começou imediatamente a adernar de forma acentuada, devido ao embarque de água na coluna de popa-boreste. Após o alarme de incêndio, com a chegada dos técnicos de controle de estabilidade à sala de controle, já havia indicação de alagamento na sala de propulsores e na sala de bombas do submarino em popa-boreste. Iniciou-se o lastreamento dos tanques do submarino na extremidade diametralmente oposta (proa-bombordo), como forma de equilibrar a plataforma e permitir a continuidade das operações a bordo .

Antes do segundo evento, explosão, foi tentado acesso à coluna de popa-boreste, mas a brigada conseguiu descer somente até o piso do terceiro nível e teto do quarto nível, quando identificou barulho de água, confirmando o ingresso de água na coluna. Foi também observada névoa branca sem calor nem fumaça.

Após a explosão, que danificou ainda mais a área já afetada, alguns tripulantes tentaram o acesso a sala de bombas de popa boreste , através da coluna de proa-boreste e do túnel interno do submarino que interliga a proa à popa. A intenção era conhecer a real situação do alagamento.

Após a abertura da porta estanque de acesso ao túnel, os tripulantes não puderam prosseguir devido ao fortíssimo vento que ocorria denotando alagamento acentuado que colocava em risco a permanência naquele local. A seguir, os tripulantes retornaram ao convés, fechando todas as portas.

Como conseqüência da explosão, a plataforma passou a operar somente com a geração elétrica de emergência. A fim de viabilizar a evacuação, a equipe de controle de estabilidade continuou lastrando os tanques do submarino em proa-bombordo, para compensar a água que continuava alagando a coluna avariada, tentando assim manter a plataforma nivelada.

Foi notado pelo equipe de lastro que todas as tentativas de repressurizar o anel de água de incêndio causavam maior afundamento da coluna avariada. Concluiu-se que o anel de água do mar de serviço da planta e supridor do anel de incêndio havia sido rompido no interior da coluna de popa-boreste. O ramal avariado foi isolado por volta de 01h40min, mas o alagamento persistia, provavelmente por embarque de água pela caixa de mar de popa–boreste que permaneceu com as válvulas de admissão de água do mar de serviço abertas.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Foi tentado pela segunda vez o acesso à coluna de popa boreste pelo túnel do submarino de boreste. A intenção naquele momento foi verificar se havia algum sobrevivente da segunda explosão, mas dessa vez, ao tentar abrir a porta estanque 5S (do túnel), houve vazamento imediato de água com óleo escuro, denotando que todo o túnel já havia sido alagado. A porta foi travada novamente com maior dificuldade, com o auxilio da bomba manual.

Relatos dos tripulantes deram conta que dois tanques (26S e 61S) junto à coluna avariada tinham sido abertos para inspeção, por volta das 19h00min do dia 14/03, e assim permaneceram . O acesso a esses tanques situava-se na área junto à sala de bombas, já tomada pela água, portanto estes tanques foram alagados.

Após a conclusão da evacuação do pessoal não envolvido na faina de emergência, a plataforma continuava a adernar apesar das ações intermitentes de lastreamento dos tanques do submarino em proa bombordo que já naquele momento, por volta das 04h30min, haviam sido totalmente preenchidos com água .

Também por volta de 04h30min ocorreu pane geral do sistema de controle, perdendo-se a capacidade de monitoração e operação remota dos equipamentos e sistemas da plataforma. O coordenador da plataforma reuniu-se com os supervisores de produção e de facilidades, com o operador de lastro e com os tripulantes italianos, representantes da bandeira de origem da embarcação, e resolveram proceder ao abandono geral da unidade.

Foram solicitados helicópteros para o desembarque das equipes remanescentes e feitos os últimos preparativos de abandono, como desligamento do gerador de emergência, coleta de alguns documentos relevantes, etc. . Por volta das 06h00min, todos os tripulantes haviam abandonado a unidade, que já encontrava-se com inclinação acima de 6 graus.

O alagamento progrediu, tendo tomado completamente os seguintes compartimentos: sala de propulsores, sala de bombas, salas de injeção de água, tanque de lastro 26S, *void space* 61S, quarto nível da coluna de popa-boreste. Por volta das 08h10min houve uma grande liberação de gases de coloração escura na região da

coluna avariada e a plataforma continuava a inclinar, não demonstrando sinais de estabilização .

O alagamento progrediu fazendo com que por volta das 08h15min as entradas dos paióis de amarras atingissem o nível do mar, caracterizando o início do processo de alagamento progressivo. Na seqüência, os suspiros dos tanques da extremidade de popa-boreste do submarino submergiram, dando prosseguimento ao lento processo de alagamento dos tanques e compartimentos que estavam vazios.

Até o dia 16/03, por volta de 10h00min, a plataforma não apresentava sinais de estabilização, alagando progressivamente e não permitindo abordagem segura. Como, a partir desse momento, a unidade pareceu estabilizar-se, apesar de ter ultrapassado acentuadamente o caso crítico de alagamento de projeto, decidiu-se por abordá-la e colocar em prática um plano de resgate de corpos dos acidentados e da plataforma.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

Por volta de 17h00min, houve abordagem com reconhecimento da situação e bordo. Às 21h00min foi feita nova incursão na plataforma e tapados dois suspiros dos tanques do submarino de popa-bombordo que encontravam-se próximos da linha d'água.

No dia 17/03 às 06h00min, iniciou-se o mergulho para resgate do corpo de um brigadista, que encontrava-se preso próximo aos guinchos de ancoragem de popa-boreste. Durante esse dia foram tapados os suspiros dos tanques 21S e 26S e colocada conexão para injeção de ar no tanque superior 43 e conexão para injeção de nitrogênio no tanque 61S. Às 16h45min foi concluído o resgate do corpo do brigadista e iniciada a injeção de nitrogênio. Por volta de 16h00min desse mesmo dia embarcou a equipe da companhia [redacted] que assumiu o comando das operações de resgate, cujo centro de comando foi transferido para a embarcação [redacted] com capacidade de mergulho saturado.

No domingo, dia 18/03, apesar da plataforma não ter apresentado afundamento durante a noite anterior, as condições de mar pioraram e não permitiram as operações com mergulho de superfície. Foi iniciada injeção de ar no tanque 43 e tampados vários suspiros de tanques que ainda encontravam-se fora d'água.

Começaram os trabalhos de intervenção, através de mergulho saturado a partir da embarcação *Seaway Harrier*, nos tanques do submarino de popa-boreste, para injeção de ar comprimido.

No dia 19/03, foi removida pelos mergulhadores a tampa de visita do tanque 21S, foi soldada uma cabeça de injeção de ar comprimido e reinstalada a tampa, com mangueira de ar conectada. Não houve tempo suficiente para concluir o corte do casco para permitir o início do bombeamento de ar, tendo sido reprogramado para o próximo dia às [redacted].

No dia 20/03 às 03h00min a plataforma apresentou afundamento acentuado, com aumento da inclinação. O navio *Seaway Harrier* teve que afastar-se da plataforma,

interrompendo as operações de resgate. Desde esse momento, a unidade não mais se estabilizou, afundando e inclinando ate o afundamento total às 11h41min.

A partir da submersão total da plataforma P-36 entraram em operação imediata as embarcações de combate à poluição e recolhimento de óleo com barreiras de contenção.

5.3.2 Investigação das causas do alagamento e naufrágio

A investigação das causas do alagamento e do posterior naufrágio da P-36 baseou-se nas entrevistas realizadas com os tripulantes, na análise da documentação e da condição de carga e estanqueidade da plataforma no momento do primeiro evento.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GOMES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

O primeiro evento ocorreu no 4° nível da coluna de popa-boreste. O Tanque de Drenagem de Emergência (TDE) rompeu e juntamente com ele foram também rompidas as tubulações de água do mar de serviço, ramal do anel de incêndio e o suspiro do tanque 26S, que encontravam-se contíguos ao tanque de drenagem de emergência.

Como o (TDE) encontrava-se, no momento do primeiro evento, quase totalmente cheio com água, óleo e gás, ao romper-se precipitou seu conteúdo no compartimento da coluna, iniciando o alagamento.

Com o alarme de incêndio, o automatismo da plataforma acionou o sistema de suprimento de água do mar de serviço para combate do incêndio. Entraram em operação duas bombas de água do mar de serviço (*seawater*), uma na coluna de popa-boreste e outra na coluna de proa-boreste. Como a tubulação de suprimento de água do mar de serviço estava rompida no 4° nível da coluna, já mencionada, toda a água destinada ao combate de incêndio foi direcionada para o compartimento da coluna, progredindo o alagamento.

O nível de líquidos (água e óleo) dentro do compartimento da coluna subiu rapidamente atingindo o circuito de insuflação do sistema de ventilação. Os *dampers* estanques do sistema de ventilação falharam e não garantiram a estanqueidade de seus respectivos compartimentos e a água invadiu, através da ventilação, todos os compartimentos habitáveis do submarino de popa-boreste: a sala de bombas, a sala de propulsores, salas de injeção de água e túnel de acesso.

Além desses compartimentos, os tanques 26S e 61S encontravam-se abertos para inspeção. Como suas portas de visita comunicavam-se com a sala de bombas, foram também atingidos pelo alagamento.

Após aproximadamente 7 minutos do primeiro evento, o nível de água na sala de bombas atingiu a parte elétrica da bomba de água salgada, fazendo com que ela falhasse e as válvulas do circuito de ligação da caixa de mar permanecessem abertas. Ressalta-se que essas válvulas eram do tipo fail-set (ao falharem permanecem no estado que se encontravam) e que devido à plataforma estar operando

em modo de incêndio, as mesmas eram conservadas abertas para admissão de água para combate ao incêndio.

O alagamento progrediu com o ingresso de água através da caixa de mar e o ingresso intermitente de água vinda da bomba de água do mar de serviço de proa-boreste. Quando foi percebida a correlação entre a operação da bomba e o aumento do adernamento da plataforma, foi isolado o ramal do anel de água salgada na coluna de popa-boreste. Isto ocorreu por volta de 01h40 min do dia 15/3. A partir desse momento toda a água ingressou pela caixa de mar até atingir o primeiro ponto de alagamento progressivo.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

Por volta de 8h15min as entradas dos paióis de amarras começaram a submergir iniciando o alagamento progressivo. Foi notado, um pouco antes, grande liberação de gases de coloração escura na área da coluna avariada. Isto deveu-se provavelmente à liberação repentina de gases de combustão aprisionados em locais da coluna. A liberação ocorreu devido ao rompimento estrutural de dampers não-estanques ou ao colapso estrutural localizado.

DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Durante as primeiras horas do alagamento, o grupo de controle de estabilidade da plataforma adicionou lastro na coluna de proa-bombordo, como forma de equilibrar a unidade permitindo a manutenção de atividades essenciais a bordo.

Após o alagamento completo dos compartimentos já relacionados, inclusive os paióis de amarras, iniciou-se o alagamento lento dos tanques do submarino de popa-boreste que tiveram seus suspiros submersos. O 4° nível da coluna foi tomado integralmente pela água e, como a escotilha de ligação com o 3° nível e as demais passagens estanques superiores haviam sido abertas pela Brigada de Incêndio, toda a coluna foi alagada.

Concomitantemente ao alagamento dos tanques profundos do submarino de popa boreste, compartimentos do convés foram lentamente sendo tomados pela água até que o *caisson* central também começou a alagar levando a plataforma ao adernamento final e afundamento.

6 Conclusões

As conclusões aqui apresentadas têm como base os relatos, registros dos sistemas de Fogo&Gás e *Emergency Shut Down*, documentação recuperada na plataforma e existente nos registros da Petrobras. Foram efetuados estudos específicos com o objetivo de dar o devido suporte técnico às hipóteses geradas. Cabe ressaltar, no entanto, que, com o afundamento da P-36, houve impossibilidade de validação física destas hipóteses.

6.1 Quanto ao sinistro

A Comissão concluiu, com base nas informações disponíveis, que a hipótese provável para a seqüência de eventos foi:

Uma sobrepressurização do Tanque de Drenagem de Emergência (TDE) de Boreste com uma mistura de água, óleo e gás, provocou o seu rompimento mecânico, liberando os fluidos contidos em seu interior para o ambiente do 4° nível da coluna.

O rompimento do Tanque de Drenagem de Emergência causou danos diversos a equipamentos e instalações na coluna, principalmente a ruptura da tubulação de água do mar de serviço, iniciando o alagamento deste compartimento, e liberou gás suficiente para preencher todo o espaço do 4° nível da coluna, bem como atingir outras áreas da plataforma.

Decorridos 17 minutos, o gás disperso, em contato com uma fonte de ignição, inflamou-se, causando uma grande explosão que atingiu parte da brigada de incêndio e acarretou grandes danos físicos à plataforma.

Após tentativas frustradas de recuperar a estabilidade da unidade, a sua crescente inclinação, devida ao alagamento contínuo, fez com que as entradas dos paióis de amarras e as tubulações de suspiro dos tanques de flutuação atingissem o nível da água do mar, provocando o alagamento progressivo, culminando com o naufrágio da plataforma.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GOMES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

6.2 Quanto às causas que levaram ao sinistro

Como todo acidente de grande porte, o da P-36 não foi conseqüência de uma única causa, mas sim de um conjunto de fatores.

Abaixo são apresentadas as causas prováveis do acidente :

- Ocorrência imprevista de fluxo pela válvula de admissão do TDE de boreste associada ao raqueteamento do vent e ausência de raquete na válvula de admissão, ocasionando sobrepressurização e rompimento do TDE;
- Alinhamento do TDE de bombordo para o *header* de produção em vez de para o Caisson de Produção, permitindo a entrada de hidrocarbonetos no TDE de boreste;
- Demora na partida da bomba de drenagem do TDE de bombordo, permitindo fluxo reverso de hidrocarbonetos por aproximadamente uma hora;
- Falha dos atuadores no fechamento dos *dampers* estanques da ventilação, permitindo comunicação dos compartimentos habitáveis estanques da coluna e submarino (*pontoon*);
- Abertura do tanque 26S e do *void* 61S para inspeção sem procedimento que estabelecesse medidas contingenciais, aumentando o volume alagável;

- Existência de duas bombas *sea water* em manutenção sem medidas contingenciais, reduzindo as margens de manobras emergenciais;

- Procedimento e treinamento deficientes para situações de emergência no controle de estabilidade e lastro. e brigada de incendio.

7 Recomendações

- Determinar ao E&P a análise da abrangência dos problemas aqui apontados e a implantação de um Programa de Excelência Operacional nas Unidades Marítimas de Produção;

- A despeito de ser prática encontrada na indústria do petróleo a Comissão recomenda que seja tomada a decisão gerencial de não utilização, nos projetos futuros, de tanques ou vasos no interior de colunas ou submarinos (pontoons) que estejam interligados ao processo. Para as unidades atuais que possuam vasos ou tanques nas colunas ou submarinos interligados ao processo, recomendamos que o E&P efetue uma reanálise de seus projetos quanto ao risco operacional;

mais comum a perfuracao.

- Adotar mecanismos de acompanhamento, avaliação e divulgação da execução das ações aqui propostas.

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

8 Áreas indicadas para melhoria

Durante os trabalhos da Comissão de Sindicância, foram identificadas áreas passíveis de melhoria que, embora não relacionadas diretamente com o acidente, necessitam ser avaliadas e contempladas na elaboração e implantação do Programa de Excelência Operacional nas Unidades Marítimas de Produção.

Sugerimos as seguintes medidas:

- Melhorar a definição de responsabilidades no que tange a operação, manutenção e supervisão das áreas de produção, utilidades e controle de estabilidade.

  Exemplos: Supervisão/operação de equipamentos de facilidades interligados ao processo (*Waste Oil Tank*, TDE) ; operação de equipamentos de lastro/utilidades (Bomba de *Sea Water*)

- Revisar as atribuições dos supervisores de modo a reduzir suas atividades burocráticas e concentrar o foco de sua atuação nas atividades operacionais, tais como: operações em curso; alinhamentos não rotineiros; inibição de alarmes ou dispositivos de segurança; condução das operações cuja complexidade ou risco exijam sua participação pessoal.

- Rever o dimensionamento e aprimorar a capacitação da equipe própria, de modo a atender a complexidade das instalações e das operações envolvidas, o emprego de novas tecnologias, importância estratégica das instalações para o negócio da Companhia e evitar o acúmulo de funções garantindo a presença a bordo da equipe completa de supervisão.

- Reestruturar e priorizar as atividades de manutenção de modo a garantir:
  - Cumprimento dos programas de manutenção preventiva/preditiva;
  - Reimplantação da engenharia de manutenção;
  - Conclusão da implantação efetiva do RAST;
  - Eliminação de rotinas de manutenção preventiva em atraso;
  - Redimensionamento das equipes próprias;
  - Qualificação das equipes contratadas, em especial de mecânica e instrumentação.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

- Sistematizar o processo de gerenciamento das mudanças de modo a garantir que as alterações no projeto somente sejam implementadas após a análise de riscos, atualização da documentação, aprovação dos órgãos competentes e treinamento da equipe de operação e manutenção. Para tanto é necessário, entre outras medidas:
  - Qualificar as equipes em técnicas de identificação, avaliação e controle de situações de risco;
  - Sistematizar a identificação de riscos potenciais no SMS, incluindo riscos de grandes acidentes e de perda total.

- Aprimorar os Procedimentos e Planos de Emergência no que concerne, dentre outros, aos seguintes tópicos:
  - Ida da brigada de incêndio diretamente para o local da ocorrência;
  - Preservação da estanqueidade dos compartimentos em caso de alagamento;
  - Meios a serem utilizados na evacuação (guindastes x baleeiras);
  - Uso de detectores portáteis de gás de medição contínua com alarme sonoro e visual;
  - Uso dos sistemas de comunicação durante as emergências.

- Investir na capacitação técnica da atividade de controle de estabilidade e lastro, promovendo treinamentos de reciclagem, de controle de emergência e específicos para cada unidade.

- Garantir que a documentação das unidades esteja atualizada e disponível a bordo e na gerência em terra.

- Reavaliar os requisitos de projeto e a filosofia de segurança do E&P de modo a contemplar:

  - Classificação de áreas mais rigorosa;
  - Restrição ao uso de requisitos alternativos de estabilidade em avaria;
  - Restrição à utilização conjunta de sistemas vitais das unidades flutuantes (refrigeração x lastro x combate a incêndio);
  - Uso ou não de válvulas FAIL-SET em caixas de mar;
  - Número de bombas de lastro no barramento de emergência;
  - Priorização de alarmes a fim de se evitar excessiva informação na sala de controle, especialmente nas situações de emergência.

- Implantar uma sistemática para cópia e recuperação de informações críticas antes do abandono, por meio da implantação de recursos similares aos usados na indústria aeronáutica, do tipo "caixa preta" ou HD removível, visando possibilitar a recuperação das informações operacionais em casos de emergência.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Os abaixo assinados, membros da Comissão de Sindicância, subscrevem o relatório.

Eng. de Petróleo Senior Carlos Heleno Netto Barbosa
matrícula 0311435-1 - Coordenador

Técnico de Operação Carlos Henrique de Lima Ferreira
matrícula 132386-7 – Representante eleito da CIPA

Professor Tiago Alberto Piedras Lopes
Representante da COPPE/UFRJ

Operador II Antonio Carlos Ferreira Rangel
matrícula 131679-6 - Representante do SINDIPETRO-NF

Eng. de Equipamentos Senior Carlos Bartolomeu Bastos Barbosa
matrícula 010275-9

Eng. de Equipamentos Senior Pedro José Barusco Filho
matrícula 012849-8

Eng. de Petróleo Senior Cid Guilherme Peçanha Valério
matrícula 031551-9

Eng. de Petróleo Pleno Ronaldo Dias
matrícula 032267-6

Eng. de Equipamentos Senior José Antônio de Figueiredo
matrícula 012762-5

Eng. de Equipamentos Senior Luiz Carlos Nery Guarabyra
matrícula 006587-6

É CÓPIA FIEL DO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL SUSSAKI
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

VOTO DO VICE-PRESIDENTE EDUARDO CUNHA

Anexo 22

É CÓPIA FIEL DO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

anp
Agência Nacional do Petróleo

DPC
Diretoria de Portos e Costas

ANÁLISE DO ACIDENTE COM A PLATAFORMA P-36

É CÓPIA FIEL DO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL SUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

RELATÓRIO DA COMISSÃO DE INVESTIGAÇÃO ANP / DPC

MEMBROS DA COMISSÃO:

OSWALDO ANTUNES PEDROSA JUNIOR
EDUARDO CELSO CESAR DOS SANTOS
RICARDO RIOS DE CAMPOS ROSA
HELIO CRISOSTOMO DA SILVA
DANTE ALOYSIO DE CARVALHO JÚNIOR

JULHO 2001

anp
Agência Nacional do Petróleo

DPC
Diretoria de Portos e Costas

Índice:

1.	RESUMO EXECUTIVO	Pág. 3
2.	INTRODUÇÃO	Pág. 6
3.	ANÁLISE DAS EXPLOSÕES	Pág. 8
3.1.	Movimentação freqüente de água nos tanques de drenagem de emergência	Pág. 8
3.2.	Manutenção no tanque de drenagem de emergência de popa boreste.	Pág. 9
3.3.	Operação de esgotamento do tanque de drenagem de emergência de popa bombordo.	Pág. 10
3.4.	Primeira explosão.	Pág. 12
3.5.	Segunda explosão	Pág. 13
4.	ANÁLISE DO NAUFRÁGIO	Pág. 15
4.1.	Alagamento da coluna e flutuador.	Pág. 15
4.2.	Admissão de água de lastro em proa bombordo	Pág. 17
4.3.	Submersão contínua da plataforma	Pág. 18
4.4.	Evacuação e abandono da plataforma	Pág. 18
4.5.	Tentativas de salvamento da plataforma	Pág. 19
4.6.	Impacto Ambiental	Pág. 21
5.	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	Pág. 22
ANEXO 1	Plataforma P-36	Pág. 25
ANEXO 2	Metodologia de Análise	Pág. 26
ANEXO 3	Cronologia dos eventos com relação causal com o acidente	Pág. 27
ANEXO 4.a	Fluxograma de Processo dos Tanques de Drenagem de Emergência	Pág. 28
ANEXO 4.b	Fluxograma de Processo dos Tanques de Drenagem de Emergência na Ocasião da Primeira Explosão	Pág. 29
ANEXO 5	Tempo decorrido e Pressão no Tanque versus Abertura da Válvula	Pág. 30
ANEXO 6	Coluna de Popa Boreste	Pág. 31
ANEXO 7	Conveses e parte superior da Coluna	Pág. 32
ANEXO 8	Coluna e parte do Flutuador de Popa Boreste	Pág. 33
ANEXO 9	Quarto nível da Coluna de Popa Boreste	Pág. 34

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTA GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Agência Nacional do Petróleo

DPC
Diretoria de Portos e Costas

RELATÓRIO DA COMISSÃO DE INVESTIGAÇÃO ANP/DPC

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

1. RESUMO EXECUTIVO

O acidente ocorrido com a plataforma P-36, instalada no campo de Roncador, na Bacia de Campos, levou a Agência Nacional do Petróleo (ANP) e a Diretoria de Portos e Costas (DPC) do Comando da Marinha do Brasil a constituírem uma comissão conjunta de investigação com o objetivo de examinar as causas do acidente e, em conseqüência, adquirir subsídios para implementar medidas corretivas e regulamentações visando à melhoria das práticas e procedimentos operacionais na execução de atividades marítimas de exploração e produção de petróleo e gás natural.

A análise das causas mais prováveis do acidente permitiu identificar o evento crítico como sendo a operação de esgotamento de água do tanque de drenagem de emergência da coluna de popa bombordo, iniciada na noite do dia 14 de março de 2001. A água contaminada com resíduos oleosos presente no tanque seria bombeada para o manifolde (*header)* de produção da plataforma que recebe o fluxo de petróleo e gás natural proveniente dos poços produtores. Daí, juntamente com produção de hidrocarbonetos, escoaria para a planta de processo. Entretanto, dificuldades operacionais para a partida da bomba do esgotamento desse tanque permitiram que houvesse fluxo reverso de óleo e gás pelas linhas de escoamento dos tanques e sua entrada no outro tanque (popa boreste) através de válvula presumivelmente danificada ou parcialmente aberta. A partida da bomba após 54 minutos fez diminuir o fluxo reverso de hidrocarbonetos e a água bombeada passou a entrar no tanque de popa boreste. A pressurização contínua deste tanque levou a seu rompimento mecânico cerca de duas horas após o início da operação de esgotamento do outro tanque, caracterizando o evento relatado como sendo a primeira explosão, ocorrido às 0 h 22 min do dia 15 de março de 2001.

Os fluidos do tanque rompido e de linhas e demais equipamentos também danificados passaram a ocupar o compartimento do quarto nível da coluna. Houve escapamento de gás para os conveses superiores através de aberturas nesse compartimento e por linhas de suspiro e ventilação rompidas. Cerca de 20 minutos após o rompimento do tanque, houve a explosão do gás que atingira a área do convés do *tank top* e segundo convés junto à coluna. Estava, assim, caracterizado o evento relatado como a ocorrência da

segunda explosão, quando foram vitimadas onze pessoas da brigada de incêndio da plataforma.

A análise realizada permitiu que fossem identificadas várias não conformidades relativas a procedimentos regulamentares de operação, manutenção e projeto, destacando-se aquelas referentes à movimentação freqüente de água nos tanques de drenagem de emergência, à operação de esgotamento do tanque de popa bombordo e à classificação da área de risco em torno desses tanques.

O colapso mecânico do tanque de drenagem de emergência de popa boreste, seguido imediatamente pelo rompimento da linha de recalque de água salgada que passava pelo quarto nível, iniciou o alagamento da coluna. A migração de água para a parte inferior da coluna se deu quando a água no compartimento do quarto nível atingiu os *dampers* do sistema de ventilação que deveriam fechar automaticamente; porém, devido a falha no funcionamento de seus atuadores, permitiram a passagem de fluidos.

Falha mecan. (8)

A quantidade de líquido no interior da coluna e em parte do flutuador provocou o adernamento da plataforma que foi intensificado com a progressão da água para o tanque de lastro da coluna de popa boreste e para a caixa de estabilidade contígua. Esses espaços foram inundados porque as elipses de acesso aos mesmos haviam sido deixadas abertas desde o dia anterior ao acidente para possibilitar a inspeção do reparo de trinca verificada na caixa de estabilidade. problema estrutural nas trincas das caixas de flutuabilidade (7)

Para compensar a inclinação da plataforma ocasionada pela entrada de água na coluna avariada, passou-se a admitir água no tanque de lastro situado no lado diametralmente oposto. Essa medida acelerou o aumento indesejável do calado da plataforma.

A submersão contínua foi intensificada pelo alagamento da coluna avariada, da inundação do tanque de lastro de popa boreste, da caixa de estabilidade contígua e da admissão deliberada de água de lastro nos tanques de proa bombordo.

evacuacao pessoal com cestinhas, levou 2h30.

A evacuação de 138 pessoas consideradas não essenciais às operações de emergência foi iniciada à 1 h 44 min de 15 de março e durou cerca de 2 h 30 min, tendo sido utilizados guindaste e cesta de transferência para tal finalidade. Às 6 h 03 min do mesmo dia, após esgotadas as possibilidades de manter a plataforma nivelada, a equipe que permanecera a bordo para operações de emergência abandonou a unidade.

A análise dos eventos marcantes relativos ao alagamento da plataforma conduziu à identificação de várias não conformidades quanto a procedimentos regulamentares de

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

elementar em plataformas

operação e manutenção, destacando-se a não observância de estanqueidade e [redacted] em áreas críticas para a preservação da estabilidade da unidade. Além disso, cabe destacar a ineficácia das ações para conter o alagamento ou efetuar o desalagamento antes da plataforma ser inteiramente abandonada.

Após o abandono da plataforma, foram efetuadas diversas tentativas de salvamento da unidade, particularmente a injeção de nitrogênio e ar comprimido nos compartimentos alagados para expulsão da água. Contudo, não houve êxito em manter a unidade estabilizada e sua submersão lenta e progressiva teve continuidade até às 11 h e 40 min do dia 20 de março quando foi a pique.

A análise efetuada pela Comissão de Investigação ANP/DPC permitiu constatar deficiências no sistema de gestão operacional das atividades marítimas de petróleo e gás natural da Petrobras, na condução das atividades específicas à plataforma P-36, caracterizadas por não conformidades identificadas quanto a procedimentos regulamentares de operação e manutenção. Além disso, os planos de contingência para acidentes de grande proporção e os esquemas de resposta a emergência de grande risco necessitam ser imediatamente aprimorados, bem como a revisão de critérios de projetos de engenharia em unidades flutuantes de produção para assegurar maior proteção intrínseca.

O acidente foi causado por uma série de fatores que, isoladamente, não seriam suficientes para determiná-lo. O exame desses fatores levou à classificação de alguns deles como críticos e determinantes, sendo o critério para essa classificação o de que a ausência de qualquer um deles interromperia a seqüência dos eventos que resultaram no desfecho verificado.

deficiencia no sistema de gestão - conduzir das atividades da P-36
Plano de contingência, desastres.
Projeto de engenharia adotar fatores mitigados

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

anp
Agência Nacional do Petróleo

DPC
Diretoria de Portos e Costas

2. INTRODUÇÃO

A plataforma de produção P-36 encontrava-se instalada no Campo de Roncador, na Bacia de Campos. Esse campo foi descoberto em 1996 e se estende por uma área de 111 km², em lâminas d'água de 1500 a 1900 metros. Suas reservas totais foram estimadas em 2,6 bilhões de barris de óleo equivalente, enquanto que as reservas provadas alcançam 1,7 bilhão de barris de óleo e 27,6 bilhões de metros cúbicos de gás.

Devido à grande extensão do campo, seu elevado volume de petróleo e gás "in situ" e as limitações de capacidade de processamento das unidades de produção marítimas, o campo de Roncador está sendo desenvolvido em três módulos, sendo que o primeiro módulo foi projetado para ter 28 poços interligados individualmente a uma unidade estacionária de produção, precisamente a plataforma P-36, instalada em lâmina d'água de 1.360 metros. Esse módulo entrou em produção em maio de 2000 e a P-36 tinha a capacidade de processar 180.000 barris/dia de petróleo e comprimir 7,2 milhões de metros cúbicos/dia de gás natural. O óleo tratado na P-36 era transferido para um navio petroleiro de grande porte, a unidade P-47, instalada em lâmina d'água de 815 metros e com capacidade para estocar 2 milhões de barris. O escoamento do óleo era feito através de um navio aliviador, enquanto que o gás era transferido para terra através de [illegible].

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
CENTRAL DE SERVIÇOS CARTORIAIS

O acidente com a plataforma P-36 teve início em 15 de março de 2001, às 0 h 22 min, quando ocorreu uma primeira explosão na coluna de popa boreste, seguida 17 min depois por uma grande explosão na parte superior da coluna e em áreas próximas, culminando com a morte de onze funcionários da Petrobras. No dia 20 de março de 2001, às 11 h 41 min, a plataforma submergiu completamente e afundou em seguida.

A plataforma pode ser visualizada no **Anexo 1**, onde encontram-se destacados alguns componentes relacionados com o acidente.

No momento do acidente a plataforma P-36 estava produzindo cerca 84.000 barris de petróleo e 1.300.000 metros cúbicos de gás, por dia, oriundos de 6 poços interligados à mesma. A interligação dos demais poços estava prevista para ser concluída em 2005.

Nessa ocasião o contingente embarcado era composto de 175 pessoas, sendo 85 tripulantes. O restante encontrava-se a bordo para executar atividades de comissionamento e manutenção de vários sistemas da plataforma.

9972 0043

anp
Agência Nacional do Petróleo

DPC
Diretoria de Portos e Costas

Com a finalidade de investigar as causas do acidente da P-36 e, em conseqüência, adquirir subsídios para a implementação de medidas corretivas e regulamentações visando à melhoria das práticas e procedimentos operacionais referentes a atividades marítimas de exploração e produção de petróleo e gás natural, a Agência Nacional do Petróleo (ANP) e a Diretoria de Portos e Costa (DPC) da Marinha do Brasil resolveram constituir uma comissão conjunta de investigação ANP/DPC, conforme Portaria Conjunta nº 1, de 29 de março de 2001, modificada pelas Portaria nº 2, de 27 de abril de 2001, e Portaria nº 3, de 31 de maio de 2001.

A análise realizada pela comissão se baseou em depoimentos obtidos no inquérito administrativo da Capitania dos Portos do Rio de Janeiro e informações obtidas junto à Petrobras, bem como na interpretação dos documentos de engenharia e manuais de operação. Particularmente relevantes foram os resultados da investigação decorrentes da interação dos membros da Comissão com equipes técnicas da Petrobras responsáveis pelo projeto e operação da plataforma e com a própria Comissão de Sindicância da Petrobras.

A investigação levada a cabo transcorreu de acordo com a seqüência de análise esquematizada na figura do Anexo 2 e descrita abaixo:

- cronologia dos eventos com relação causal com o acidente;
- análise das causas das explosões;
- análise das causas do naufrágio;
- recomendações.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

Os eventos com relação causal com o acidente foram criteriosamente identificados e sua descrição, em ordem cronológica, encontra-se apresentada no **Anexo 3**. A análise das causas das explosões e do naufrágio teve como foco a seleção dos eventos marcantes e, em seguida, a identificação de não conformidades com regras e procedimentos regulamentares de operação, manutenção e projeto.

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

3. ANÁLISE DAS EXPLOSÕES

A análise realizada pela Comissão de Investigação apontou a operação de esgotamento do tanque de drenagem de emergência da coluna de popa bombordo como o fator crítico diretamente relacionado com as explosões ocorridas na plataforma P-36. O fluxograma do **Anexo 4.a** ilustra o arranjo hidráulico dos tanques de drenagem de emergência e seu sistema de escoamento.

Os eventos marcantes com relação causal com o incidente são descritos a seguir, assim como a caracterização das não conformidades constatadas.

3.1 - Movimentação freqüente de água nos tanques de drenagem de emergência

Análise

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
ANTT/SUREG/RJ/DOCS CARTORÁRIOS

A água contaminada com resíduos oleosos que estava nos tanques de drenagem de emergência não teve sua origem inequivocamente confirmada, podendo ser oriunda de:

- transbordamento de água do vaso de dreno aberto através de seu suspiro atmosférico devido a entupimento da bomba de descarga deste vaso ou defeito no controlador de nível do mesmo (a água penetrando na linha de suspiro atmosférico da plataforma escoaria por gravidade para os tanques de drenagem de emergência);

- esgotamento do tanque de resíduos oleosos (*waste oil tank*) através de uma derivação para o vaso de dreno fechado e daí para o tanque de drenagem de emergência;

- drenagem da água utilizada nos testes hidrostáticos dos equipamentos da planta de processo sendo direcionada para os tanques mencionados.

As informações sobre as sondagens volumétricas dos tanques de drenagem de emergência, contidas no Livro de Registro de Lastro, demonstram que havia freqüente movimentação de água contaminada com resíduos oleosos nesses tanques. Os depoimentos e a interação com as equipes da Petrobras também contribuíram para essa conclusão.

Identificação de não conformidades

A principal não conformidade identificada diz respeito ao armazenamento de grande quantidade de água contaminada nos tanques de drenagem de emergência durante parte considerável do período em que a plataforma esteve em produção, contrariando o Manual de Operações da Planta de Processo da Plataforma (*Operating Manual – Process* – ET 3010.38-1200-941-AMK-924 e DE-3010.38-5336-943-AMK-033). De acordo com esse manual, a condição desses tanques em operação normal é permanecer isolados, só devendo ser utilizados para o esgotamento emergencial de grandes volumes de petróleo dos vasos de processo ou em situação de emergência que exigisse o armazenamento de grandes volumes de água de produção em seu interior.

Além disso, foram identificadas as seguintes não conformidades relativas a procedimentos regulamentares de operação e manutenção:

- erros sistemáticos na sondagem volumétrica manual e inoperância dos indicadores de nível dos tanques de drenagem de emergência;
- entupimento do vaso de dreno aberto, que recebe a água que escoa pelas bandejas dos equipamentos da plataforma.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

3.2 - Manutenção no tanque de drenagem de emergência de popa boreste

JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Análise

A ordem de esgotamento do tanque de drenagem de emergência de popa boreste foi retirada para reparo no dia 10 de fevereiro, quando parte considerável da capacidade do tanque estava preenchida com água contaminada, não tendo mais retornado a operação. Posteriormente, a linha de suspiro atmosférico desse tanque foi vedada com flange cego para evitar o ingresso de água em seu interior, proveniente do vaso de dreno aberto devido ao entupimento de sua linha de descarga, conforme pode ser visto no Anexo 4.b e Anexo 9.

O fechamento da linha de suspiro alterou as características de projeto do tanque, já que esse equipamento foi construído para operar à pressão atmosférica e, dessa maneira, ficou sujeito a ser indevidamente pressurizado. Tal procedimento somente poderia ter

sido efetuado após prévio esgotamento do tanque, seguido do isolamento da rede de admissão.
Cabe ressaltar que tal procedimento foi determinante para permitir a pressurização posterior do tanque e sua conseqüente ruptura.

Identificação de não conformidades

A seguinte não conformidade relativa a procedimentos regulamentares de operação pode ser caracterizada:

- Isolamento da linha de suspiro do tanque sem que sua linha de admissão fosse também isolada.

DOCUMENTO

3.3 - Operação de esgotamento do tanque de drenagem de emergência de popa bombordo

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

Análise

A operação de esgotamento do tanque de bombordo teve início às 22 h 21 min do dia 14 de março de 2001, consistindo da seguinte seqüência de ações:

- verificação do fechamento da válvula de admissão do tanque de boreste;
- abertura da válvula na linha do manifolde de produção para alinhamento do tanque de bombordo com este equipamento; e
- acionamento da bomba de esgotamento do tanque de bombordo.

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Houve dificuldades operacionais para dar partida na bomba de esgotamento, o que só veio a ocorrer 54 min após o início da operação. Durante esse período ocorreu fluxo reverso de hidrocarbonetos para as linhas de escoamento dos tanques de drenagem de emergência.

A válvula de admissão do tanque de boreste permitiu a passagem de fluidos para seu interior, presumivelmente por estar parcialmente aberta ou ter sido danificada. Em conseqüência, como o tanque tinha seu suspiro bloqueado, conforme descrito anteriormente, houve a pressurização contínua do mesmo decorrente da entrada de óleo e gás proveniente do manifolde de produção.

Bomba quebrada fez o petroleo entrar em contrario.

Após 54 min ocorreu a partida da bomba, diminuindo sensivelmente o fluxo reverso de hidrocarbonetos, porém não interrompendo a pressurização do tanque de boreste porque a água bombeada se dirigiu para este equipamento.

O bombeamento de água ocorreu durante 67 min.

A ilustração desse cenário pode ser observada no **Anexo 4.b**.

Cabe salientar que essa transferência de carga foi suficiente para provocar o início do adernamento da plataforma.

Identificação de não conformidades

A operação acima relatada caracterizou-se como uma não conformidade crítica relativa a procedimentos regulamentares de operação e processo, constituindo-se em causa determinante do acidente.

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

Embora a configuração hidráulica do sistema de escoamento dos tanques de drenagem de emergência permitisse que seu conteúdo fosse bombeado para a planta de processo através do manifolde de produção, o procedimento regulamentar de esgotamento de água prescrevia que a operação fosse feita através do *caisson* de produção com o descarte subseqüente da água no mar. A opção de retirar a água do tanque via manifolde de produção contrariou requisitos operacionais prescritos no Manual de Operações da Planta de Processo da Plataforma (ET-3010.38-1200-941-AMK-924).

Foram também identificadas as seguintes não conformidades quanto a procedimentos regulamentares de operação e manutenção:

- operação realizada sem a supervisão do Coordenador da Plataforma ou do Supervisor de Produção (não foi possível constatar se a válvula na linha do manifolde de produção, que, conforme depoimentos, exigia senha para sua abertura controlada, fora aberta com autorização do Coordenador da Plataforma);
- falha mecânica ou fechamento incompleto da válvula de admissão do tanque de boreste.

Embora não possa ser caracterizada como uma não conformidade, a seguinte deficiência de projeto foi constatada:

- vulnerabilidade do esquema de ligação dos tanques de drenagem de emergência com o manifolde de produção por não apresentar nenhuma proteção adicional ou redundância no caso de falha simples de uma das válvulas de admissão dos tanques.

3.4 – Primeira explosão

Análise

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

O tanque de drenagem de emergência de popa boreste foi pressurizado durante 121 min até atingir uma pressão de cerca de 10 bar, recebendo aproximadamente 43 metros cúbicos de óleo, 1460 metros cúbicos de gás e 64 metros cúbicos de água, expressos nas condições básicas de pressão e temperatura. Esses resultados foram obtidos por simulação matemática realizada pela ANP, considerando uma abertura da válvula de admissão de 24 % em área para que o tanque atingisse a pressão supracitada em 67 min após o funcionamento da bomba do tanque de bombordo, conforme pode ser visto no **Anexo 5**.

Por volta de 0h 22 min do dia 15 de março de 2001, ao atingir a pressão de cerca de 10 bar, relatada por equipe técnica da Petrobras como sendo sua pressão de ruptura, o tanque se rompeu, liberando água, óleo e gás para o interior da coluna. Não foi considerado na simulação o aumento do volume interno do tanque decorrente da deformação mecânica antes do rompimento.

As características desse evento têm correspondência com os depoimentos do pessoal de bordo que relatou ter ouvido um baque surdo e intenso vindo do lado de popa boreste da plataforma.

O colapso da estrutura do tanque provocou a transferência dos fluidos do seu interior para o compartimento do quarto nível, além do rompimento da tubulação de 18" pela qual fluía água salgada que passava junto ao mesmo, dando início ao alagamento da coluna. Como conseqüência o anel de incêndio foi despressurizado, levando à parada automática (*shut down*) da planta de processo. Houve também rompimento de linhas de suspiro atmosférico de tanques localizados abaixo do terceiro nível da coluna.

O gás liberado do tanque atingiu a área interna do convés do *tank top* e do convés principal através do sistema de ventilação da coluna e das linhas rompidas dos suspiros dos tanques localizados abaixo do quarto nível, ativando os sensores de gás. A liberação de 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.

As áreas da plataforma que foram ocupadas pelo gás liberado do tanque de drenagem de emergência encontram-se representadas no **Anexo 6** e no **Anexo 7**.

Como as áreas do terceiro e quarto nível não foram classificadas como zona de risco, conforme demonstrado nos desenhos de engenharia DE-3010.38-5400-947-AMK-120 Rev B e DE-3010.38-1200-200-AMK-008 Rev F, o gás liberado após o rompimento não foi imediatamente detectado no compartimento do tanque. Pela mesma razão, os hidrocarbonetos não foram contidos nessa área por não haver dispositivos adequados de contenção e equipamentos à prova de explosão.

Identificação de não conformidades

A análise efetuada conduziu à identificação da seguinte não conformidade quanto a procedimentos de projeto:

- inadequação da classificação da área em torno do tanque de drenagem de emergência.

3.5 – Segunda explosão

Análise

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SINISTROS MARÍTIMOS

Com o rompimento do tanque de boreste, o compartimento do quarto nível foi preenchido por água, petróleo e gás natural. Em seguida, a equipe da plataforma encarregada da resposta à emergência se dirigiu ao local do acidente. A escotilha de acesso do terceiro para o quarto nível foi aberta para vistoria dos compartimentos inferiores, tendo sido constatada presença de névoa branca sem calor e chama, sendo a inspeção prejudicada pela falta de iluminação na área. A abertura dessa escotilha permitiu o escapamento de gás para os conveses superiores pelo interior da coluna. O fluxo ascendente de gás pela coluna também se deu pelas linhas de suspiro e ventilação compulsa.

Cabe ressaltar que o sistema de ventilação da coluna foi automaticamente interrompido devido ao alarme de gás no convés principal. Os *dampers* de ventilação que

[illegible] os compartimentos da coluna não fecharam automaticamente como projetado.

Às 0h 39 min do dia 15 de março de 2001 ocorreu a segunda explosão provocada por ignição do gás natural liberado da coluna que atingiu as áreas do convés do *tank top* e segundo convés. Essa explosão foi de grande intensidade, vitimando onze pessoas da Petrobras responsáveis pela resposta à emergência e provocando grandes danos materiais em áreas extensas dos conveses mencionados.

Logo após a segunda explosão, o sistema de geração elétrica principal da plataforma foi automaticamente desligado e o sistema de geração de emergência entrou automaticamente em funcionamento.

Identificação de não conformidades

A análise efetuada conduziu à identificação de não conformidade quanto a procedimentos regulamentares de resposta a emergências, particularmente no que tange a:

- sistema de comunicação e coordenação deficientes entre a equipe de resposta à emergência e o comando da plataforma.

É COPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GOUVEIA
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

4. ANÁLISE DO NAUFRÁGIO

A análise efetuada procurou identificar os elementos críticos relativos à progressiva perda de estabilidade e afundamento da plataforma bem como avaliar a eficácia das ações de salvamento da unidade.

Os eventos marcantes com relação causal com o naufrágio são apresentados a seguir, assim como a caracterização das não conformidades constatadas.

4.1 – Alagamento da coluna e flutuador

Análise

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PINHEIRO SOUSÃO
DIRETOR

O colapso mecânico do tanque de drenagem de emergência de popa boreste, seguido imediatamente pelo rompimento do trecho da linha de recalque de água salgada que passava junto a este tanque no quarto nível, ocasionou o início do alagamento da coluna. As causas determinantes desse incidente foram:

- água e óleo provenientes do tanque colapsado invadiram o compartimento do quarto nível;
- bombas de água salgada localizadas em popa boreste e proa boreste, acionadas automaticamente pela despressurização do anel de incêndio, alimentaram continuamente o alagamento através da tubulação rompida; e
- toda a água remanescente na rede de água salgada e no anel de incêndio escoou por gravidade para o compartimento do quarto nível.

A partir do instante em que o nível de água nesse compartimento atingiu a altura dos *dampers* do sistema de ventilação da coluna, a água migrou para a parte inferior da coluna através da abertura existente devido ao não fechamento automático desses *dampers* (seus atuadores apresentavam problemas de funcionamento). Os compartimentos imediatamente invadidos foram as salas de bombas, de propulsores e de equipamentos do sistema de injeção de água.

Devido à quantidade de líquido no interior da coluna de popa boreste, a plataforma adernou, adquirindo banda (inclinação transversal) para boreste e trim (inclinação longitudinal) pela popa. Contudo, a plataforma já teria iniciado o adernamento antes do rompimento do tanque de drenagem de emergência de popa boreste devido à transferência de cargas do tanque de popa bombordo e do manifolde de produção para esse tanque.

No dia anterior ao acidente, as elipses de acesso ao tanque de lastro na coluna de popa boreste e à caixa de estabilidade localizada acima do flutuador, junto a essa coluna, haviam sido abertas para possibilitar a inspeção do reparo da trinca verificada nesta caixa. Essa inspeção estava programada para ocorrer no dia seguinte.

É importante registrar que a abertura do tanque de lastro e da caixa de estabilidade mencionados permitiu que o alagamento da parte inferior da coluna progredisse para esses espaços abertos, uma vez que eles tinham intercomunicação com a sala de bombas já inundada. Esse alagamento contribuiu decisivamente para o adernamento acelerado da plataforma.

A figura do **Anexo 8** ilustra os compartimentos da coluna e flutuador que foram alagados.

Em seguida à falha da bomba de água salgada da coluna avariada e ao isolamento da rede de água salgada, o alagamento prosseguiu através da caixa de mar conectada à sucção desta bomba. Essa caixa permaneceu aberta após o desligamento da bomba porque sua válvula de admissão foi projetada para ser mantida no estado em que se encontrava quando de uma falha do equipamento (sistema *fail set*).

Identificação de não conformidades

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

Foram constatadas não conformidades relativas a procedimentos de manutenção e operação, conforme relatado a seguir:

- falha no funcionamento dos *dampers* do sistema de ventilação da coluna, decorrente de defeito em seus atuadores eletro-hidráulicos;

- elipses de acesso ao tanque de lastro de popa boreste e à caixa de estabilidade contígua mantidas abertas por tempo além do necessário à realização de inspeção e reparo, alterando a compartimentagem da plataforma considerada nos estudos de estabilidade intacta e em avaria, contrariando os procedimentos do Manual de Operação – Item Casco e Estrutura – Estanqueidade à água;

Embora não possa ser caracterizada como uma não conformidade, a utilização do sistema *fail set* para a válvula da caixa de mar impossibilitou qualquer atuação do operador no sentido de modificar seu estado após a falha, uma vez que o sistema não dispunha de alternativas que permitissem contornar a restrição imposta.

4.2 – Admissão de água de lastro em proa bombordo

Análise

Ao constatar a inclinação da plataforma causada pela entrada de água na coluna avariada, a coordenação da unidade determinou que os tanques de lastro situados na coluna diametralmente oposta (proa bombordo) fossem carregados com água do mar a fim de restabelecer as condições operacionais da plataforma. É importante registrar que a ação tomada para corrigir a inclinação da plataforma acelerou o aumento indesejável de seu calado.

A admissão de água de lastro em proa bombordo, efetuada por gravidade, só cessou quando os tanques estavam completamente cheios. Nesse momento, a plataforma continuava sendo inundada por água do mar através da caixa de mar aberta na coluna avariada.

Registre-se que não foi tomada nenhuma medida adicional para conter o alagamento da coluna de popa boreste ou efetuar o seu desalagamento, bem como transferir água de lastro entre colunas intactas para manter a plataforma nivelada com a menor alteração possível de calado. Por outro lado, ações dessa natureza seriam dificultadas porque duas bombas de recalque de água salgada (popa e proa bombordo) estavam inoperantes.

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

Identificação de não conformidades

No que tange ao controle de estabilidade de uma unidade flutuante em condições de avaria, as seguintes não conformidades puderam ser identificadas:

- ineficácia das ações para conter o alagamento na coluna avariada, efetuar o seu desalagamento, ou promover a movimentação de água de lastro entre colunas não avariadas; e

- coordenação e treinamento deficientes de pessoal nas ações de controle de estabilidade em emergência.

A seguinte não conformidade quanto a procedimentos de manutenção também foi identificada:

- existência de duas bombas de recalque de água salgada fora de operação por problemas de manutenção.

4.3 – Submersão contínua da plataforma

Análise

A submersão da plataforma foi intensificada em decorrência dos seguintes fatores:

- alagamento dos compartimentos da coluna avariada e salas adjacentes do flutuador;
- inundação do tanque de lastro de popa boreste e caixa de estabilidade contígua; e
- admissão de água de lastro nos tanques de proa bombordo.

Como o tanque de lastro e a caixa de estabilidade tinham um volume bem elevado (cerca de 1.500 metros cúbicos), a inundação dos mesmos devido a suas elipses de acesso terem sido mantidas abertas contribuiu decisivamente para a aceleração da submersão contínua da plataforma. Esse processo chegou à seu ponto crítico quando o nível do mar atingiu a abertura do paiol de amarras. Tais fatos estão demonstrados por simulações efetuadas por equipe técnica da Petrobras e examinadas por esta Comissão.

Identificação de não conformidades

CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

O fato do tanque de lastro e caixa de estabilidade mencionados terem sido mantidos abertos caracterizou uma não conformidade crítica relativa a procedimentos regulamentares de operação em áreas que exigem estanqueidade e compartimentagem, em desacordo com o Manual de Operação (MA-3010.38-1320-915-NBD-909-01) – Item de Estabilidade em Avaria, constituindo causa determinante para o naufrágio.

Além disso, a ineficácia das ações para conter o alagamento ou efetuar o desalagamento pode ser identificado como uma não conformidade relativa a procedimentos operacionais de controle de estabilidade em avaria.

4.4 – Evacuação e abandono da plataforma

Análise

Desde o momento da constatação do alagamento da plataforma, foram adotadas medidas para mantê-la nivelada a fim de facilitar a evacuação das pessoas embarcadas. A partir de 1 h 44 min de 15 de março de 2001 foram evacuadas 138 pessoas consideradas não essenciais para realizar as operações de emergência. A evacuação se deu através da utilização de guindaste e cesta de transferência, terminando às 4 h 20 min do mesmo dia, não sendo utilizadas as baleeiras disponíveis.

A equipe de combate a emergência que permaneceu a bordo efetuou tentativas de alcançar áreas danificadas pela explosão a fim de localizar vítimas e avaliar as conseqüências e extensão do acidente.

A decisão de abandonar a plataforma foi tomada após terem sido esgotadas as possibilidades de mantê-la nivelada devido a perda total do sistema de controle operacional da unidade. A plataforma possuía, naquele momento, uma inclinação em torno de 6 graus, portanto, inferior ao limite estabelecido pelo Código MODU-89 para o abandono da unidade através da utilização de baleeiras.

O abandono final foi feito por helicópteros, tendo sido concluído às 6 h 03 min de 15 de março de 2001. A partir deste momento, todas as operações subseqüentes objetivando o salvamento da plataforma foram comandadas pela coordenação gerencial da Petrobras em sua unidade de Macaé.

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

4.5 – Tentativas de salvamento da plataforma

Análise

Com a progressão da inclinação da plataforma, confirmou-se a indicação de que estariam total ou parcialmente alagados os seguintes compartimentos na coluna de popa boreste e áreas adjacentes do flutuador: sala de propulsores, sala de bombas, sala de equipamentos do sistema de injeção de água, tanque de lastro e caixa de estabilidade contígua, além do quarto nível.

Às 8 h 15 min do dia 15 de março, o nível do mar atingiu a entrada do paiol de amarras de popa boreste, com a plataforma adernada em torno de 20 graus, iniciando o processo

de alagamento progressivo pela entrada de água para os compartimentos ainda vazios através dos suspiros então já submersos.

O aumento acentuado do calado médio associado ao adernamento da plataforma possibilitou a entrada de água pelos suspiros próximos à coluna avariada.

As primeiras inspeções submarinas com veículo de controle remoto, e outras evidências, demonstraram que não havia avaria externa na coluna de popa boreste e no flutuador.

O adernamento da plataforma prosseguiu em decorrência do alagamento lento e progressivo, atingindo 21 graus em torno das15 h do mesmo dia.

No amanhecer do dia 16 de março constatou-se que a plataforma havia afundado mais 20 cm e que a provável entrada de água se dava pela caixa de mar aberta.

Objetivando reverter o quadro e reflutuar a plataforma, a coordenação da Petrobras decidiu injetar nitrogênio através da caixa de estabilidade junto a coluna avariada para expulsar a água dos compartimentos alagados. No mesmo dia, duas embarcações equipadas para injeção de nitrogênio e ar comprimido haviam sido deslocadas para o local do acidente e iniciaram a operação de bombeamento de nitrogênio nessa noite.

No dia 17 de março, além de prosseguir com a injeção de nitrogênio, decidiu-se injetar ar comprimido em outros tanques da plataforma.

Equipe especializada, contratada da empresa holandesa Smit Tak, assumiu as operações de salvamento, enquanto a equipe da Petrobras coordenou o apoio a essas operações.

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

De acordo com o acompanhamento efetuado, a plataforma permaneceu estabilizada ao longo desse dia. Às 18 horas, a equipe especializada decidiu parar o bombeamento, pois considerava que havia sido injetado um volume suficiente para preenchimento dos compartimentos alagados.

Ao amanhecer do dia 18 de março a equipe especializada embarcou na plataforma com objetivo de tamponar suspiros. Logo em seguida decidiu reiniciar o bombeamento de nitrogênio, não obtendo sucesso na reconexão das mangueiras necessárias para esse fim.

No dia 19 de março, as tentativas de injeção de nitrogênio e ar comprimido foram novamente frustadas em decorrência da dificuldade encontrada pelos mergulhadores em efetuar as conexões. A plataforma, contudo, permaneceu adernada com pequena

variação de calado, mantendo a inclinação de 25 graus conforme demonstra o registro da evolução da situação emitido pelo barco de apoio.

Por problemas técnicos para efetuar o mergulho, também não chegou a ser executada a alternativa de fazer furos na parte lateral inferior dos tanques do flutuador para facilitar a colocação das mangueiras de ar comprimido ou nitrogênio.

Na madrugada do dia 20 de março, o barco de apoio constatou o agravamento da situação, tendo a plataforma atingido 30 graus de inclinação às 2 h 45 min.

Com esse cenário a equipe especializada concluiu que a única alternativa disponível seria o corte das amarras e das linhas de produção (*risers*) com emprego controlado de explosivos, não havendo, contudo, tempo hábil para implementar essa linha de ação.

Durante toda a manhã do dia 20 de março, o afundamento da plataforma ocorreu de modo contínuo e, em torno das 11 h 40 min, a plataforma submergiu totalmente.

4.6 – Impacto Ambiental

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

Análise

À época do acidente, a plataforma P-36 tinha estocado a bordo e em suas linhas e vasos de produção cerca de 1200 m^3 de óleo diesel e 350 m^3 de petróleo bruto.

Com o afundamento da mesma, esses fluidos começaram a vazar no oceano, a uma distância aproximada de 150 km da costa, tendo cerca de 350 m^3 de óleo aflorado nas primeiras 24 h após o afundamento, segundo "Comunicação de Derramamento de Substância Poluente", de 21/03/2001, da Petrobras, em cumprimento à Portaria ANP n^o14, art 3^0, de 01/02/2000.

Este derramamento foi combatido através do recolhimento de parte do óleo e dispersão química e mecânica da outra parte.

5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A investigação realizada acerca do acidente da plataforma P-36 conduziu à identificação de não conformidades quanto a procedimentos regulamentares de operação, manutenção e projeto. As operações efetuadas em desacordo com Manuais da plataforma e que estão criticamente relacionadas com o acidente foram:

- movimentação freqüente de água contaminada com resíduos oleosos nos tanques de drenagem de emergência;
- isolamento da linha de suspiro do tanque de drenagem de emergência de popa boreste;
- operação de esgotamento do tanque de drenagem de emergência de popa bombordo via manifolde de produção; e
- permanência de elipses abertas de acesso ao tanque de lastro de popa boreste e caixa de estabilidade contígua.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

No que diz respeito a procedimentos de manutenção, a falha no fechamento dos *dampers* do sistema de ventilação da coluna de popa boreste caracterizou-se como uma não conformidade crítica, por impossibilitar o isolamento de áreas estanques, permitindo seu alagamento.

A análise da documentação de engenharia disponível permitiu identificar como crítica a inadequação da classificação da área de risco em torno dos tanques de drenagem de emergência. (1) classificadora ABS e RINA foram falhas ao avaliar

A ineficácia das medidas para conter o alagamento ou proceder ao desalagamento da coluna de popa boreste, após o rompimento do tanque de drenagem de emergência, demonstraram falhas no esquema operacional de controle de estabilidade de unidades flutuantes em condições de avaria. (2)

O quadro delineado evidencia deficiências no sistema de gestão operacional das atividades marítimas de petróleo e gás natural da Petrobras na condução das atividades específicas à plataforma P-36.

Tendo em vista as conclusões apresentadas, a Comissão de Investigação ANP/DPC recomenda que sejam adotadas as seguintes medidas:

a) Aprimoramento do sistema de gestão operacional.

Revisão e aplicação do sistema de gestão de modo a assegurar estrita observância de procedimentos regulamentares , inclusive efetuando a revisão da definição de responsabilidades relativas à manutenção, operação e segurança.

b) Revisão de critérios de projeto.

Efetuar a revisão de regras e procedimentos aplicáveis a projetos de forma a assegurar proteção intrínseca de sistemas e componentes críticos de unidades marítimas. (3)

c) Classificação de áreas de risco.

Estabelecer critérios adicionais para aplicação simultânea de normas relativas à classificação de Zonas de Risco.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ NILSON PRAXEDES SUSSUARANA
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

d) Ações simultâneas de comissionamento, manutenção e operação. NÃO FAZER INSTALA. COLE E PRODUÇÃO AO MESMO TEMPO.

Estabelecer critérios para identificar limites para atividades de comissionamento concomitantes com a operação e manutenção de unidades marítimas. (4)

e) Dimensionamento e capacitação de pessoal.

Reavaliar o dimensionamento e a qualificação das equipes de operação e manutenção de unidades marítimas, bem como daquelas responsáveis pela resposta a emergências de grande risco.

f) Gerenciamento de projetos de conversão de unidades.

Implementar regras e procedimentos para compatibilizar sistemas originais e as alterações de projeto de modo a garantir a segurança operacional e a proteção ambiental. (5)

Conversas não compatível com projeto original

g) Código Internacional de Gerenciamento de Segurança.

Avaliar a conveniência de antecipar a adoção do Código Internacional de Gerenciamento de Segurança, aprovado pela Resolução A 741(18) da Organização Marítima Internacional (IMO), para unidades marítimas.

PETROBRAS NÃO USA PORQUE?

h) Resposta a emergências de grande risco.

Elaboração de plano de emergência e implementação de esquema de resposta a situações que envolvam grande risco à salvaguarda de vidas humanas, segurança da navegação, proteção ambiental e propriedade.

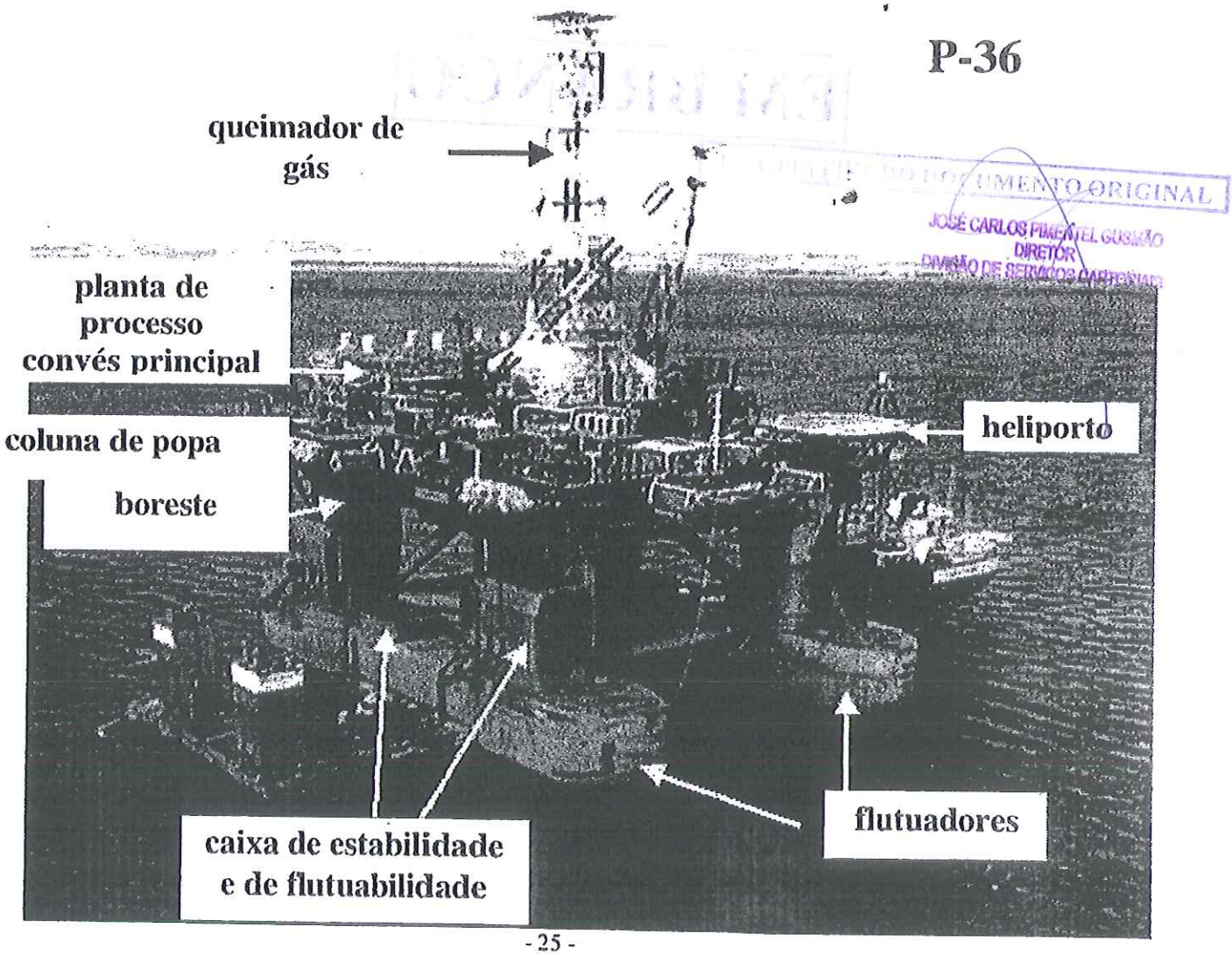
6

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

ANEXO 1

Plataforma P-36



CÓPIA DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

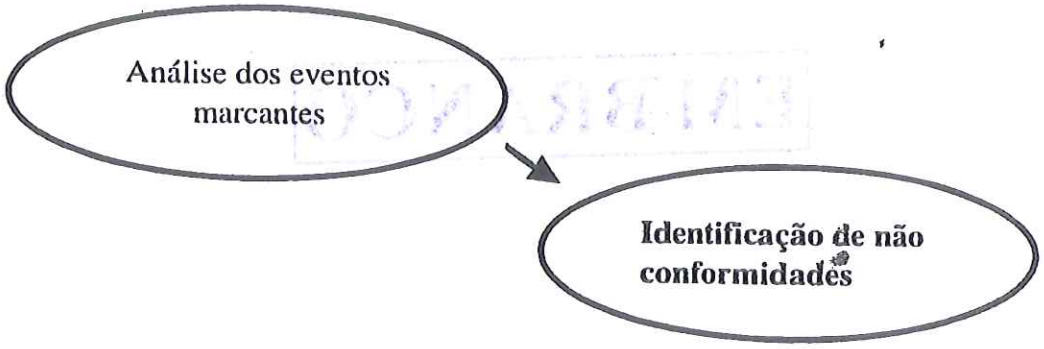
anp
Agência Nacional do Petróleo

DPC
Diretoria de Portos e Costas

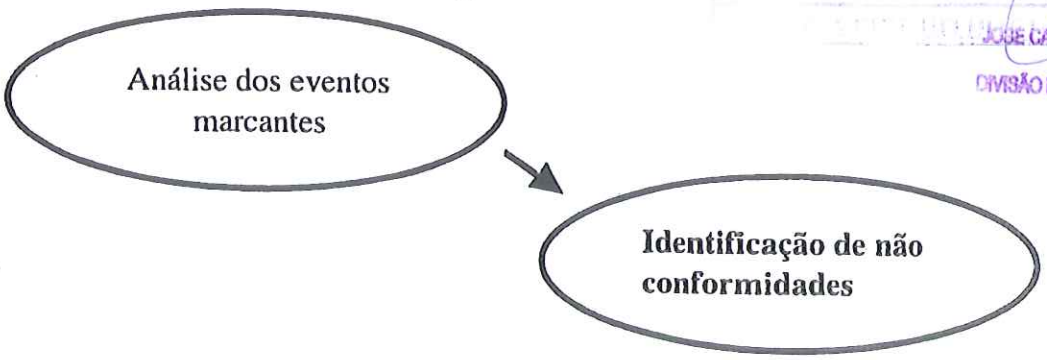
ANEXO 2

Metodologia de Análise

- **Cronologia dos eventos com relação causal com o acidente**
- **Análise das causas das explosões**



- **Análise das causas do naufrágio**



MENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUIMARÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

- **Recomendações**

anp
Agência Nacional do Petróleo

DPC
Diretoria de Portos e Costas

ANEXO 3

Cronologia dos eventos com relação causal com o acidente

data	hora	Evento
-	-	Transbordamento do vaso de dreno aberto com alimentação de água contaminada para os TDE's e presença de grande volume de água nos TDE's de bombordo e boreste.
-	-	Movimentação frequente de água contaminada com resíduos oleosos nos TDE's.
10/02/2001	-	Retirada para manutenção da bomba de esgotamento do TDE de boreste.
14/03/2001	19:00	Abertura e manutenção das elipses abertas, do tanque de lastro (26 S) e caixa de estabilidade (61 S).
14/03/2001	22:21	Início da operação de esgotamento do TDE de bombordo, com abertura da válvula do manifolde de produção e tentativa de partir sua bomba de esgotamento.
14/03/2001	23:15	Início do funcionamento da bomba de esgotamento do TDE de bombordo.
15/03/2001	00:22	Evento relatado como primeira explosão, com detecção imediata de gás no convés e alagamento no compartimento do quarto nível da coluna de popa boreste.
-	-	Alarme de alagamento em salas do flutuador de popa boreste, rompimento da linha de recalque de água salgada com despressurização da anel de incêndio, detecção do adernamento da plataforma e admissão deliberada de água de lastro nos tanques de proa bombordo.
-	-	Inspeção do local do acidente pelos técnicos de segurança com a equipe da brigada de incêndio, abertura da escotilha de acesso do terceiro para o quarto nível e detecção de fumaça / névoa branca sem presença de calor e chama, na coluna de popa boreste.
15/03/2001	00:39	Ocorrência da segunda explosão provocada por ignição de gás natural liberado da coluna atingindo áreas do convés do tank top e segundo convés.
-	-	Submersão contínua da plataforma por alagamento da coluna, tanque de lastro, caixa de estabilidade e salas do flutuador de popa boreste, além de água de lastro sendo admitida nos tanques de proa bombordo.
15/03/2001	06:03	Abandono final da plataforma.
15/03/2001	08:15	Início do processo de alagamento progressivo da plataforma devido ao nível do mar atingir as aberturas do paiol de amarras e suspiros de compartimentos ainda vazios.
20/03/2001	11:40	Afundamento da plataforma.

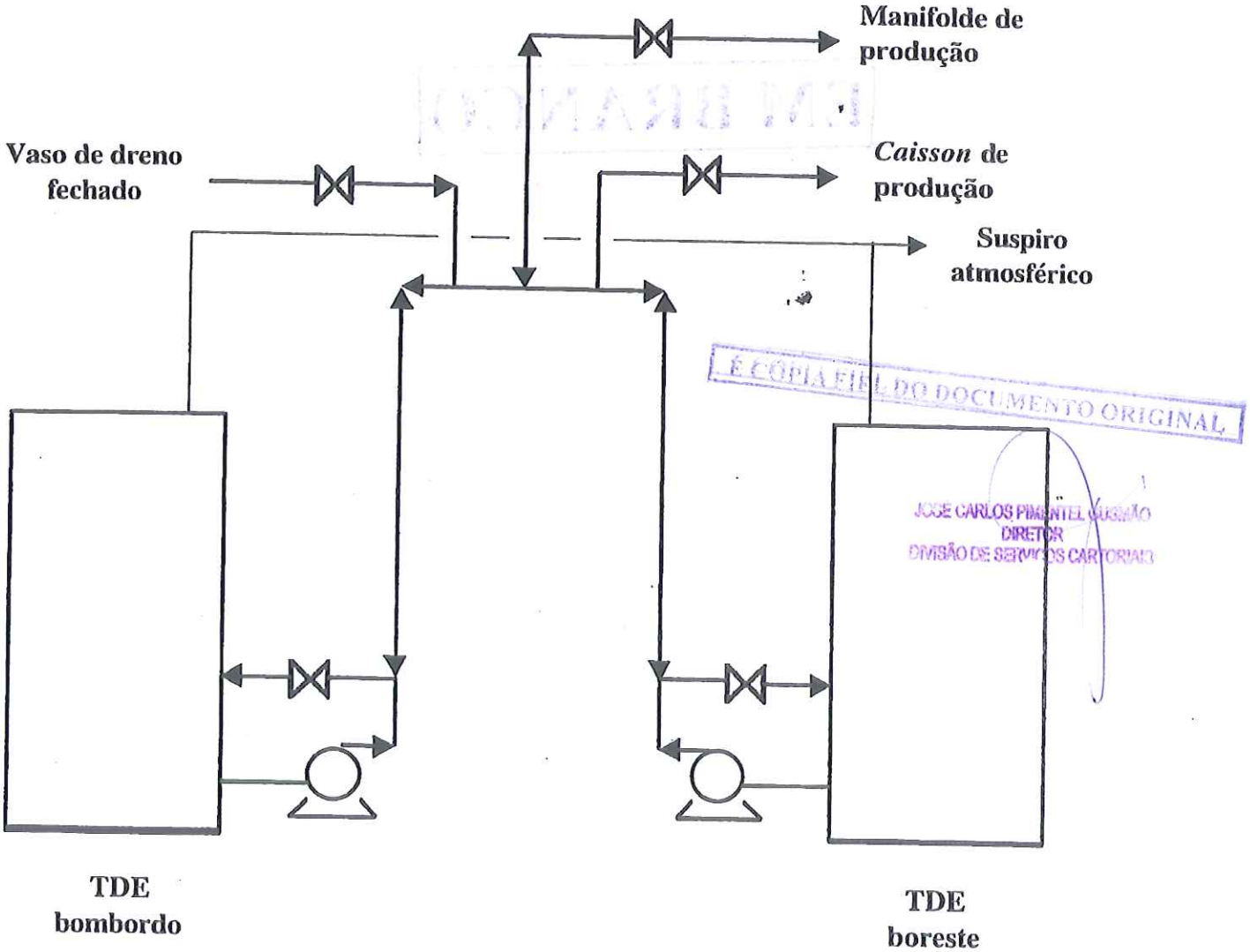
CERTIFICO O PRESENTE DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

anp
Agência Nacional do Petróleo

DPC
Diretoria de Portos e Costas

ANEXO 4.a

Fluxograma de Processo dos Tanques de Drenagem de Emergência



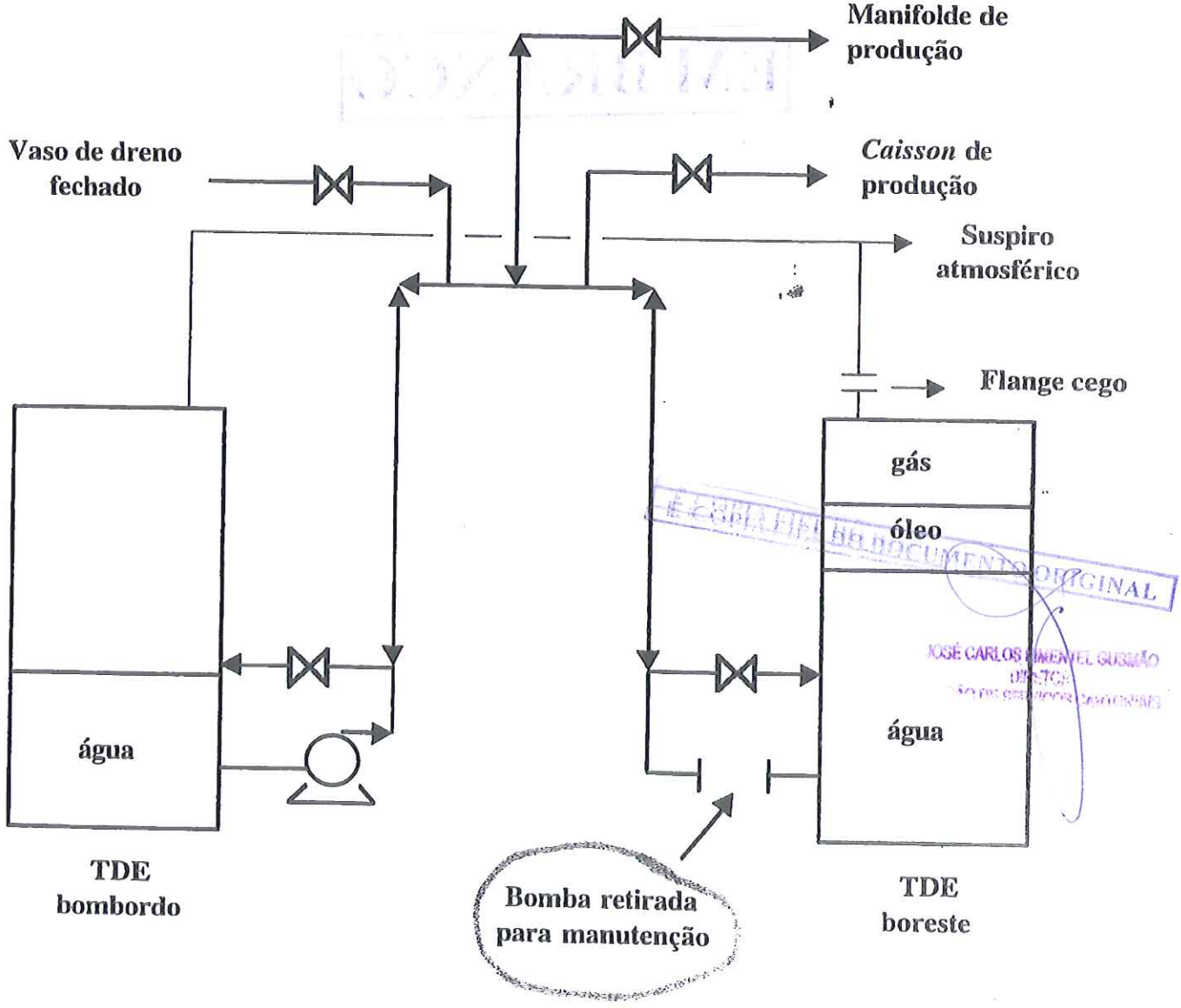
É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

anp
Agência Nacional do Petróleo

DPC
Diretoria de Portos e Costas

ANEXO 4.b

Fluxograma de Processo dos Tanques de Drenagem de Emergência na Ocasião da Primeira Explosão



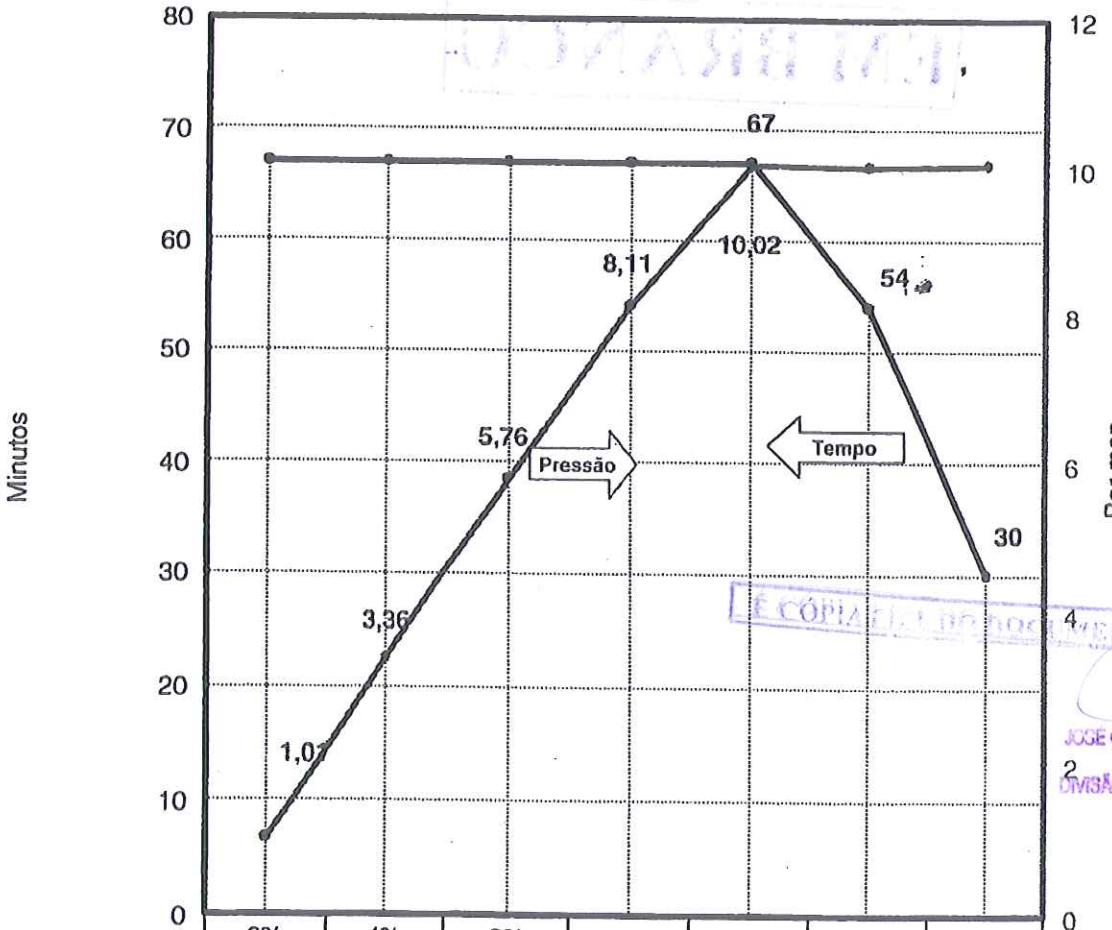
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO

anp
Agência Nacional do Petróleo

DPC
Diretoria de Portos e Costas

ANEXO 5

TEMPO DECORRIDO E PRESSÃO NO TANQUE VERSUS ABERTURA DA VÁLVULA



	0%	4%	9%	16%	24%	30%	100%
Tempo	67	67	67	67	67	54	30
Pressão	1,01	3,36	5,76	8,11	10,02	10,01	10,03

Abertura da válvula (% área)

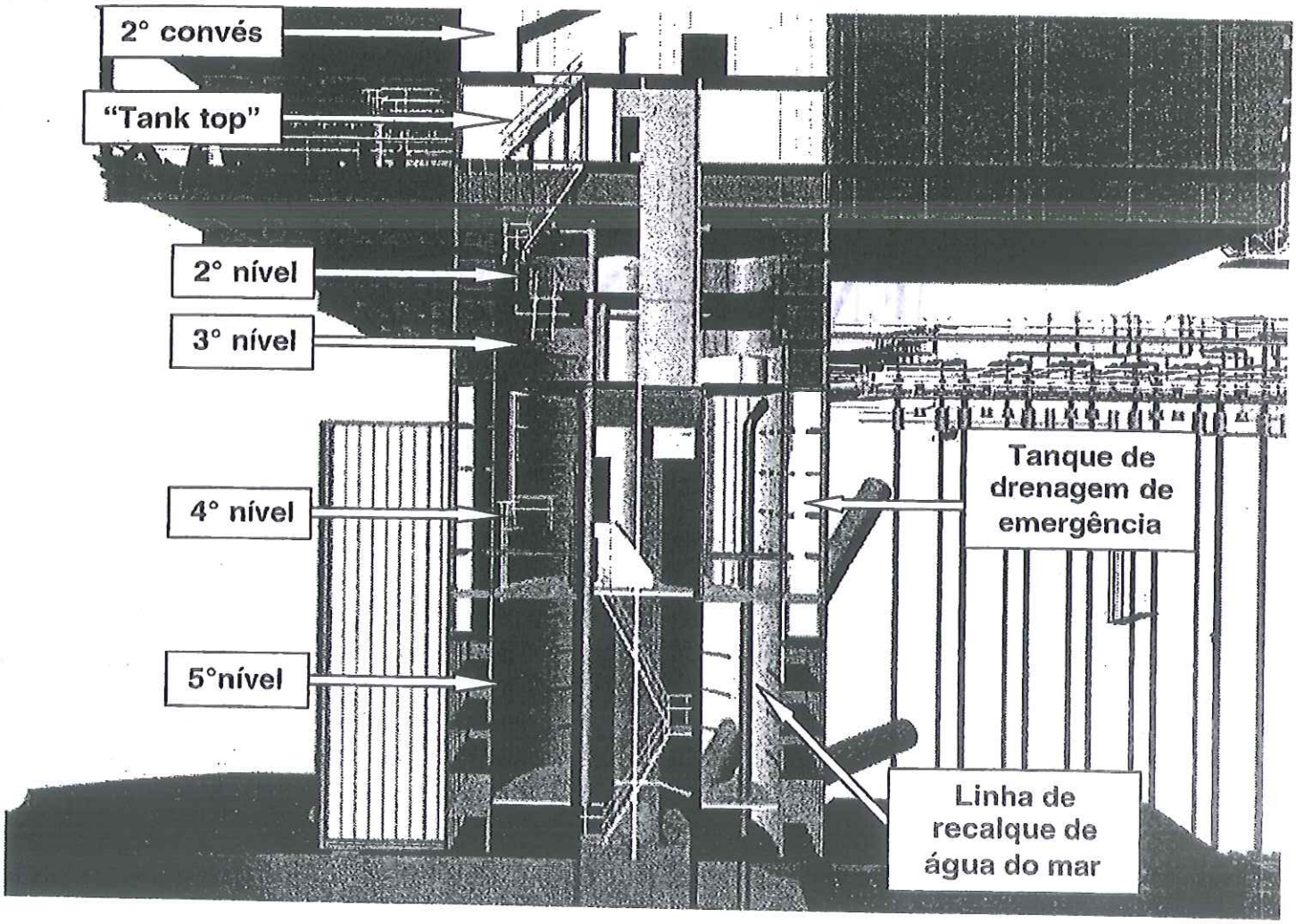
É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

anp
Agência Nacional do Petróleo

DPC
Diretoria de Portos e Costas

ANEXO 6

Coluna de Popa Boreste



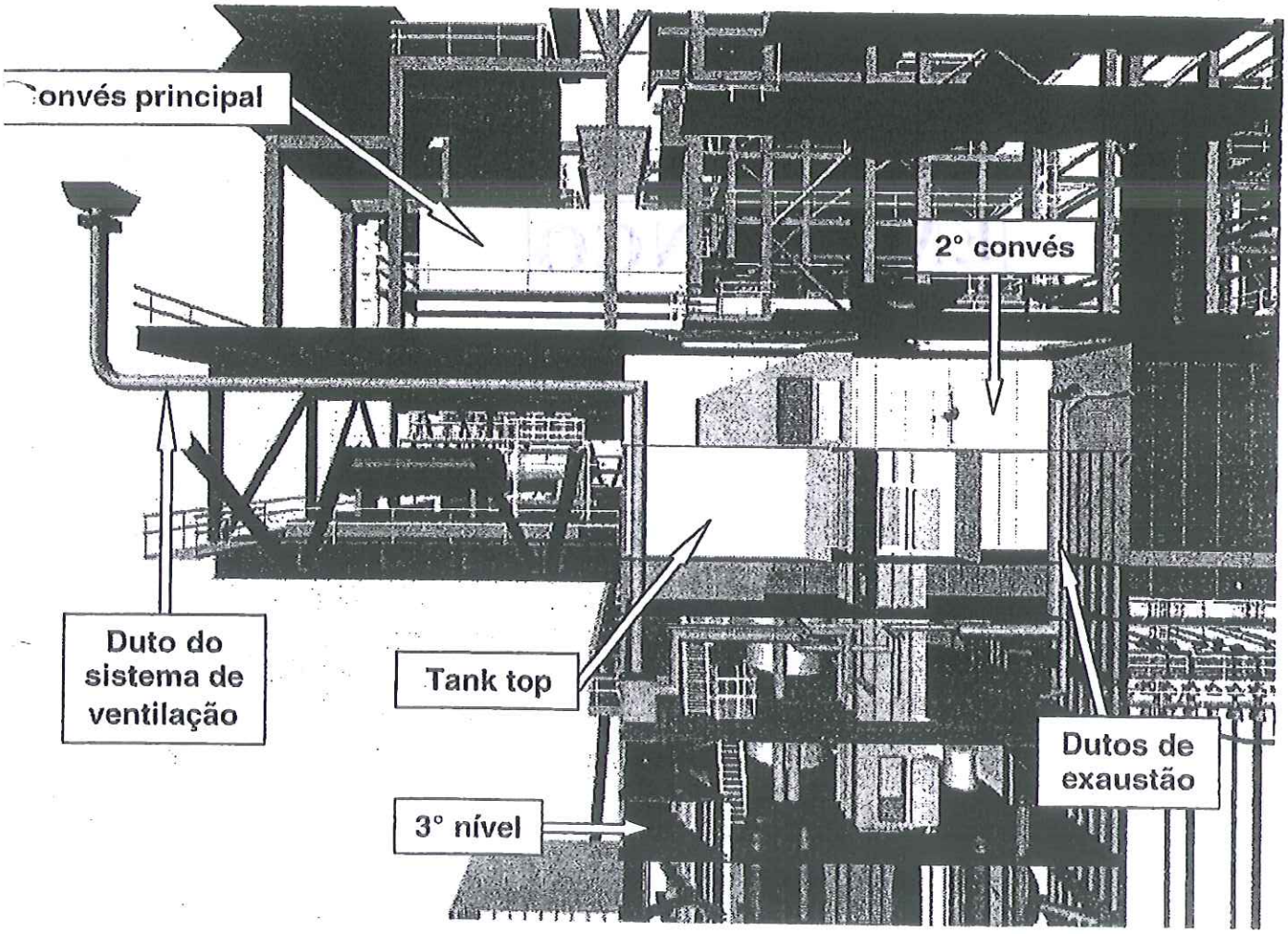
É CÓPIA DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

anp
Agência Nacional do Petróleo

DPC
Diretoria de Portos e Costas

ANEXO 7

Conveses e Parte Superior da Coluna



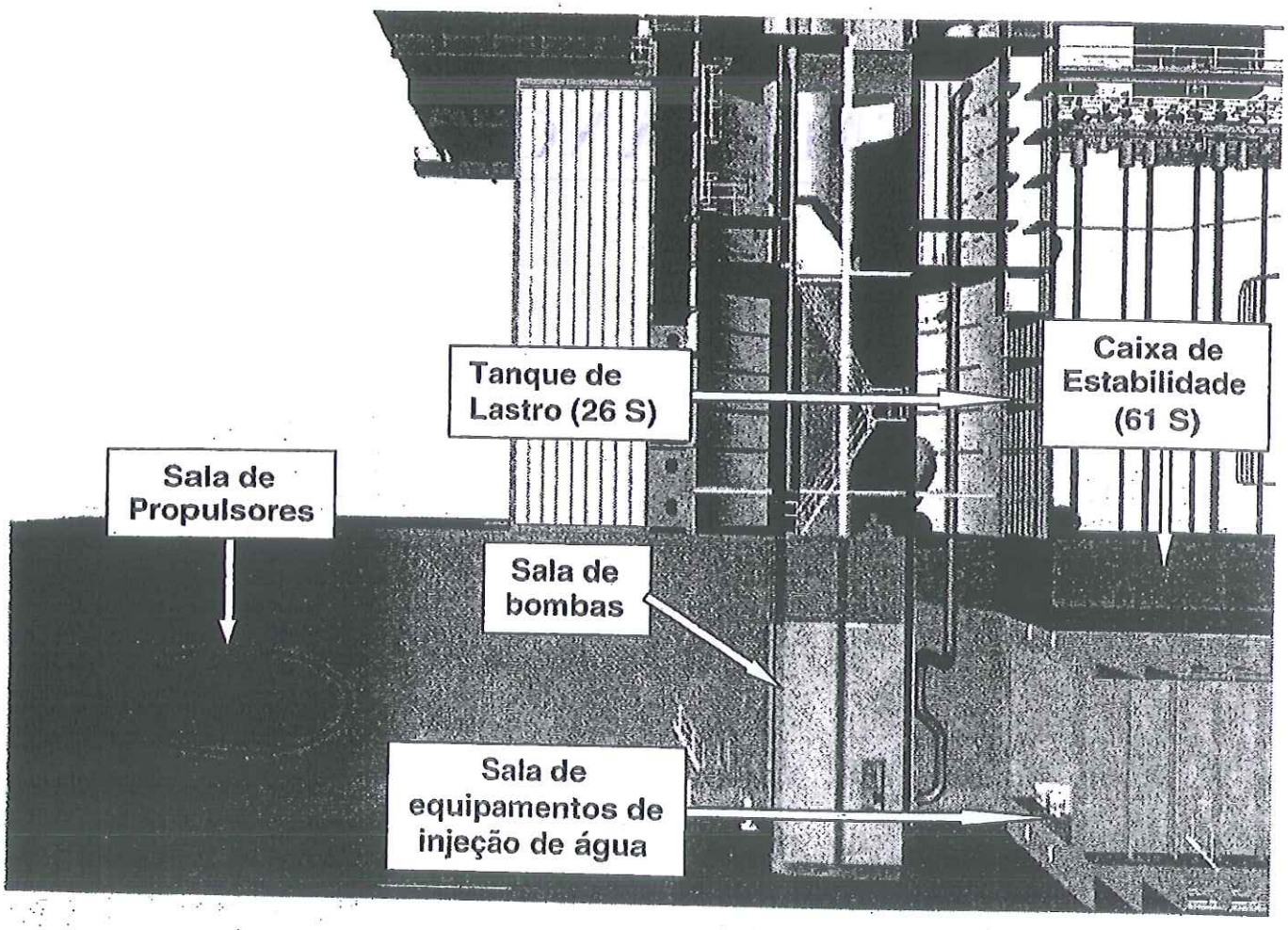
É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Agência Nacional do Petróleo

DPC
Diretoria de Portos e Costas

ANEXO 8

Coluna e parte do Flutuador de Popa Boreste



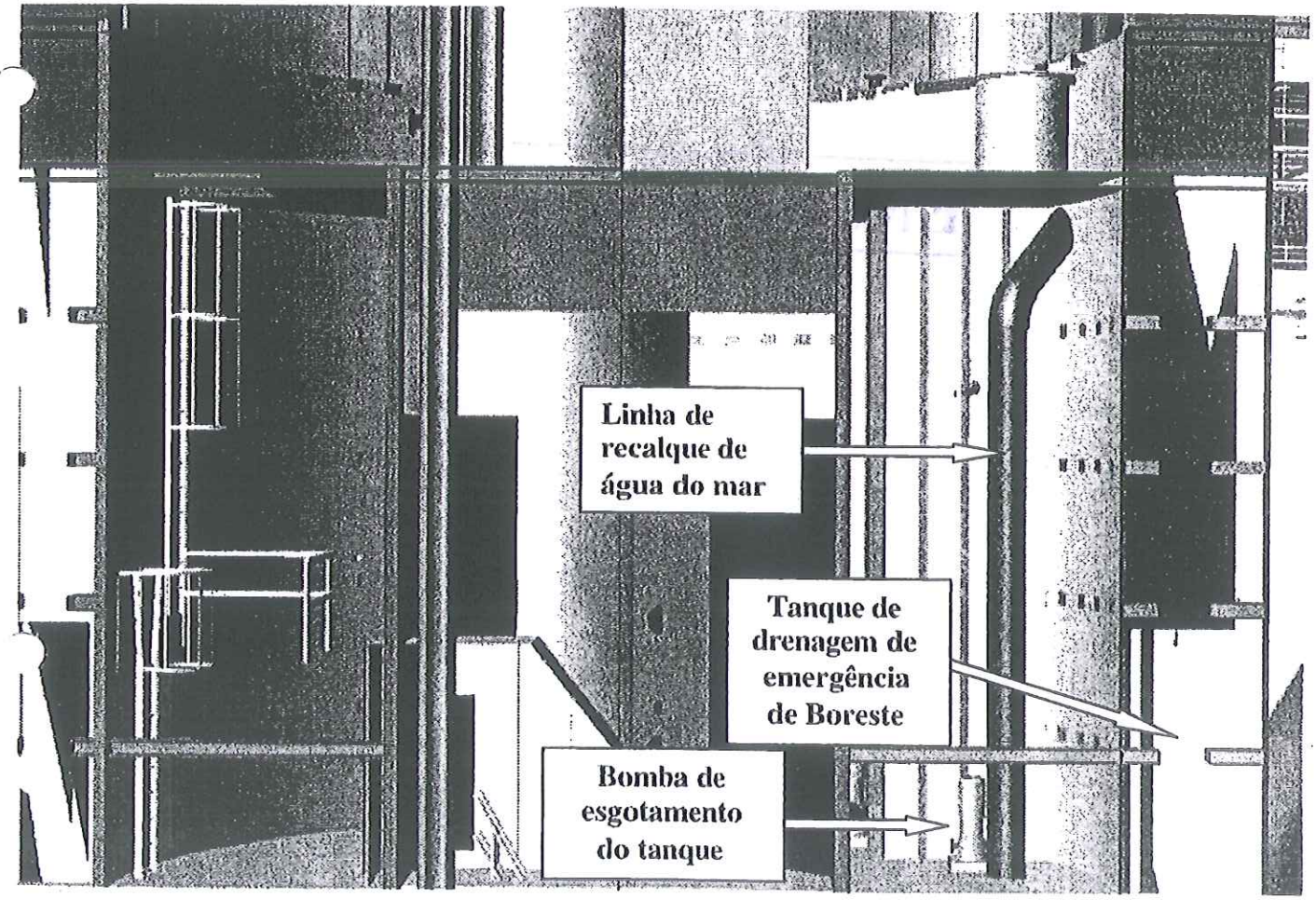
É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

anp
Agência Nacional do Petróleo

DPC
Diretoria de Portos e Costas

ANEXO 9

Quarto Nível da Coluna de Popa Boreste



É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS GRÁFICOS

VOTO DO VICE-PRESIDENTE EDUARDO CUNHA

DOCUMENTO

Anexo 23

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

AEPET
ASSOCIAÇÃO DOS ENGENHEIROS DA PETROBRÁS

Gabinete do Deputado Eduardo Cunha

AEPET Nº 135/01

Rio de Janeiro, 20 de agosto de 2001

Exmo. Sr.
Deputado Paulo Ramos
M.D. Presidente da CPI da ALERJ, que apura o
Acidente na Plataforma P-36, da PETROBRÁS

Senhor Deputado,

Atendendo o convite dessa Comissão, comunicamos que a AEPET estará presente às 13 horas do dia 30/08/01.

Por oportuno, enviamos, anexa, a análise preliminar da nossa entidade, sobre os relatórios da Petrobrás e da Marinha/ANP. E, informamos que essa análise foi requisitada pelo Ministério Público e já foi enviada.

Colocamo-nos à disposição dessa CPI para debater os relatórios que apuraram as causas do acidente.

Atenciosamente,

Fernando Leite Siqueira
Presidente

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUEDES
DIRETOR
COMISSÃO DE SERVIÇOS CAMARA

Anexo: como acima

Av. Nilo Peçanha, 50 - Grupo 2409 - Rio de Janeiro-RJ - CEP 20044-900 - Tel: (21)2533-1110 - Fax: (21)2533-2134
Correio Eletrônico: aepet@aepet.org.br - Página: http://www.aepet.org.br

RELATÓRIO SOBRE O ACIDENTE COM A P-36 – COMENTÁRIOS PRELIMINARES DA AEPET

Divulgado no último dia 22 de junho, o relatório da comissão que investigou as causas do acidente com a plataforma P-36 ainda deixa muitas perguntas sem explicação. Numa análise preliminar feita pela AEPET, o relatório não explicita erros do projeto de detalhamento e os erros de fabricação e montagem, executados sob a gerência da PETROMEC, subsidiária da Marítima. Ele também não explica operações estranhamente erradas como a do operador tentando acionar uma bomba remotamente quando, por segurança, ela só poderia ser acionada localmente. Há, inclusive, informações contraditórias sobre a necessidade ou não de senha para acionar a bomba de esgotamento do TDE (Tanque de Drenagem de Emergência), o que o relatório não registra, mas que é de extrema importância.

Feito num período muito curto em face da complexidade do problema, além da impossibilidade de acesso ao objeto da análise – a P-36 – o relatório teve o mérito de formular uma hipótese bastante viável para as causas do acidente, inclusive para a grande incógnita que era a primeira explosão. Entretanto, como a AEPET temia, o fato da comissão (formada em sua maioria por empregados da PETROBRÁS), não ter total independência - o que seria bom para a Petrobrás e para o país – nos dá indícios de que houve pressões sobre os seus membros para atenuar alguns pontos relevantes, levando o relatório a ter, algumas vezes, duas fases incompatíveis entre si: o conteúdo e as recomendações.

Estes e outros pontos deixam transparecer influência externa nas conclusões do relatório e, portanto, merecem ser melhor investigados. Diante de tantas indagações, a AEPET conduziu a algumas conclusões iniciais:

ANALISE DAS CAUSAS DO ACIDENTE – (item 6.2 do relatório)

1) **"Ocorrência imprevista de fluxo pela válvula de admissão do Tanque de Drenagem de Emergência (TDE) de boreste, associada ao raqueteamento do "*vent*" e ausência de raquete na válvula de admissão, ocasionando sobrepressurização e rompimento do TDE."**

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PINTO FIGUEIREDO
DIRETOR

Este item embute uma série de questões:

a) o raqueteamento (ou bloqueio) do "vent" (respiro do tanque) se deu porque estava entrando água no tanque de drenagem através dele – falha do projeto de detalhamento ou de manutenção que gerou a falha da operação. O raqueteamento do "vent" poderia até ser feito, desde que, juntamente com o

raqueteamento da válvula de admissão do TDE. Esta solução deveria ser temporária e ser corrigida no menor prazo possível

b) O fato de a válvula de admissão estar dando passagem permite levantar três hipóteses: falha da válvula, falha da manutenção ou sabotagem. A falha da válvula é estranha porque ela tinha apenas um ano de operação. Sendo uma válvula nova e submetida normalmente a pressões de bombeio não é aceitável que ela fechada - começasse a dar passagem repentinamente. A falha da manutenção ou inspeção foi deixar raqueteado o "*vent*" sem raquetear ou, pelo menos, testar a válvula quanto à estanqueidade. Há ainda a hipótese de sabotagem, que a AEPET não julga descartável, na qual a válvula teria sido aberta propositalmente. A bomba de drenagem do tanque estava fora de serviço há mais de um mês. Logo não havia razão para se mexer na válvula.

c) O relatório informa que o nível do tanque de boreste era medido e não sinalizava variação para mais. Sendo uma operação envolvendo vários requisitos de segurança, como explicar que, depois de uma hora de alinhamento com a planta de processo, não se tenha verificado o nível dos dois tanques?

2) Alinhamento do TDE de bombordo para o *"header"* de produção em vez de para o *"caisson"* de produção, permitindo a entrada de hidrocarbonetos no TDE de boreste.

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

Este item do relatório está impreciso. Ele embute erros graves do projeto de detalhamento, principalmente da filosofia de segurança. Os dois TDE's são tanques usados na manutenção da planta e jamais poderiam ser alinhados com a planta em operação. Deveriam ser previstos intertravamentos que impedissem erros de operação como os cometidos.
Mais grave se torna o caso porque os tanques eram embutidos na coluna da plataforma, o que requereria uma atenção redobrada na filosofia de sua proteção. Todo projeto tem que prever a possibilidade de falha humana e criar dispositivos para impedi-la.
O operador, ao cometer os erros, contrariou o manual da operação da planta. Era preciso ouvir as suas explicações. Mas o projeto foi o maior responsável pela premissa de ser cometer erro de tamanha repercussão.
É preciso esclarecer ainda a súbita necessidade de esgotar o tanque de bombordo sem que houvesse parada da planta e sem a supervisão adequada.

3) **Demora na partida da bomba de drenagem do TDE de bombordo, permitindo fluxo reverso de hidrocarbonetos por aproximadamente uma hora.**

Este item é intrigante. Sendo as bombas de drenagem dos tanques, por medida de segurança, impedidas de ser acionadas remotamente, como explicar que, após um ano, o operador que já executara essa operação outras vezes, ficasse 54 minutos tentando acionar a bomba do TDE de bombordo remotamente, alinhando a planta de processo com os dois tanques e, posteriormente, a bomba com o tanque de boreste, sendo um deles por falha na válvula, quando nenhum deles era projetado para suportar estes níveis de pressão? Seria fundamental que o relatório contivesse explicações mais aprofundadas sobre esta operação.

4) **Falha dos atuadores no fechamento dos *"dampers"* estanques da ventilação permitindo comunicação dos compartimentos habitáveis estanques da coluna e submarino (*"pontoon"*).**

A falha dos atuadores leva a outro possível erro do detalhamento e de especificação. Seriam operados por atuadores hidráulicos, *individuais*, sem dispositivo *"fail to safe"*? Esta passagem de água pode ter sido uma das causas do insucesso da injeção de nitrogênio ou ar comprimido, na tentativa de resgate.

5) **Abertura do tanque 26S e do *"void"* 61S para inspeção sem procedimento que estabelecesse medidas contingenciais, aumentando o volume alagável.**

Este item aponta uma típica falha de manutenção. A comissão descartou este tipo de falha prematuramente, pois entre a abertura dos dois compartimentos e o início dos serviços de manutenção poderia ocorrer, como ocorreu, um acidente.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

6) **Existência de duas bombas de água do mar (*"sea water"*) em manutenção sem medidas contingenciais, reduzindo as margens de manobra emergenciais.**

Outro problema de manutenção. O relatório menciona que a ausência dessas bombas reduziu "as margens de manobra contingenciais". Não fica claro o porquê. De toda a maneira, tendo rompido as linhas de incêndio (hidrantes na coluna) e as de captação de água de operação com as explosões, acreditamos

que, tanto as bombas de incêndio de bombordo como as bombas de captação de boreste, bombearam água para o 4º piso até que a queda geral do sistema elétrico as desligasse. Daí a velocidade de afundamento da plataforma

7) **Procedimento e treinamento deficientes para situações de emergência no controle de estabilidade e lastro.**

Este item reforça uma das preocupações da AEPET que foi a entrada da planta em operação sem o necessário período de pré-operação, onde todo o treinamento e familiarização da equipe de operação com as rotinas da plataforma são realizados e quando todos os procedimentos são minuciosamente elaborados. Havia operadores inseguros por falta do treinamento suficiente. Um exemplo marcante é o do pessoal de lastro.

OUTRAS FALHAS DE PROJETO E DE CONSTRUÇÃO

- A caixa de estabilidade (stability box) era horizontal e não vertical, além de não ser compartimentada. Qualquer avaria resultaria em perda da sua função de adicionar flutuação;

- Tanto a caixa de estabilidade de bombordo como a de boreste apresentavam trincas passantes - injustificáveis com apenas um ano de operação - mostrando falha de construção. Para reparo das trincas foram abertas as janelas de visita e assim deixadas, o que colaborou para o afundamento.

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

- Os TDE's ligados à planta fisicamente, eram embutidos nas respectivas pernas, o que foi fatal na explosão do de boreste; teria sido um simples aproveitamento de espaço ou falta de um local alternativo? Ao nosso ver esta é mais uma falha do projeto de detalhamento. Estes tanques teriam que ter sistemas de proteção e classificação de áreas.

- A entrada indevida de líquidos no tanque de descarte de emergência de boreste obrigou o seu raqueteamento o TDE não podia ter esta falha de detalhamento e construção;

- O fato de a torre de perfuração ser estrutural com o convés obrigou a sua transformação em queimador, o que ocupou uma área nobre do convés, requerendo uma ampliação maior que o desejável para a instalação das demais facilidades de produção e operação. A propósito, a *"Spirit of*

Columbus" havia sido rejeitada em 1989 por técnicos da Petrobrás. Todavia, foi transformada na plataforma de maior planta de processamento de produção do mundo, em virtude das pressões da ANP para cumprimento do exíguo prazo de entrada em produção do campo de Roncador, sob a ameaça de retomá-lo da Petrobrás para licitá-lo no mercado (ver matéria nas páginas seguintes).

- A rede de incêndio, operada por queda de pressão, não tinha seletividade. Ao se romper a linha que alimentava os hidrantes, as bombas entraram jogando 1.500 m3 de água no interior da perna, dificultando a recuperação da flutuação. Um defeito em qualquer ponto da linha de incêndio poderia, na operação normal, acionar a rede de incêndio de forma inadequada dando um banho de água salgada na planta de processo.

- A filosofia de segurança no projeto de detalhamento mostrou-se inadequada. As variáveis mais importantes do processo foram inibidas por informações menos importantes, levando, no momento mais crucial do problema, à inoperância do sistema de controle e à necessidade de os operadores intervirem manualmente.

- A QUESTÃO DA MANUTENÇÃO

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

O relatório descartou prematuramente duas possibilidades não desprezíveis: falha de manutenção e sabotagem. Entretanto, o próprio relatório recomenda a atualização da manutenção preventiva que estava atrasada. Recomenda a recriação da atividade de engenharia de manutenção que foi inexplicavelmente extinta num processo absurdo de enxugamento da empresa. Recomenda também treinamento do pessoal próprio da empresa e, por conseguinte, redução na terceirização, que chegou a níveis inadmissíveis. O SEREC reduziu drasticamente o nível de treinamento na empresa, sendo este o objeto de uma das oito questões levantadas pela AEPET junto ao presidente da companhia, na única reunião em que tivemos oportunidade de falar diretamente com ele. Fomos convocados após o acidente na Baía de Guanabara para uma conversa. O presidente, muito extrovertido, mais falou do que ouviu, deixando-nos com os assessores após exposição das providências adotadas em relação àquele acidente.

A QUESTÃO DA SABOTAGEM

Esta questão também foi descartada quando a comissão ainda nada sabia nada sobre o acidente. Uma investigação séria não pode deixar de analisar qualquer hipótese, especialmente quando o objeto de investigação está submerso a mais de 1300 metros de profundidade. O próprio relatório contém pontos que deixam margem para isto. Aliás, sabotagem e espionagem industrial estão presentes no cotidiano das grandes corporações de petróleo. Todos os grandes conflitos internacionais mais recentes têm como motivação principal esse produto. É bom lembrar que os dois prêmios ganhos pela empresa em 200 (1ª em tecnologia em águas profundas e a 8ª mais admirada do setor) dificultaria o processo de privatização em marcha. Nada mais conveniente que uma série de sabotagens para minar esse prestígio. Os erros têm sido muito estranhos.

AS TESES DA AEPET INFELIZMENTE SE CONFIRMAM.

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

VOTO DO VICE-PRESIDENTE EDUARDO CUNHA

EM BRANCO

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

Anexo 24

RELATÓRIO DA COMISSÃO CRIADA PARA APURAR AS RESPONSABILIDADES PELO ACIDENTE NA PLATAFORMA P –36 , LOCALIZADA NA BACIA DE CAMPOS NO ESTADO DO RIO DE JANEIRO DA PETRÓLEO BRASILEIRO . S.A . - PETROBRAS, QUE RESULTOU NA MORTE DE 11 TRABALHADORES E NA PERDA TOTAL DA PLATAFORMA, OCORRIDO EM 15 DE MARÇO DE 2001, CONFORME A PORTARIA Nº 021/2001 DA PRESIDÊNCIA DO CONSELHO REGIONAL DE ENGENHARIA, ARQUITETURA E AGRONOMIA DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO – CREA - RJ

PROPOSTA

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

1. Introdução

No dia 15 de março de 2001, a maior Plataforma de Produção de Petróleo do mundo, a P-36, localizada a aproximadamente 150 Km da costa do estado do Rio de Janeiro, no Campo de Roncador da Bacia de Campos (ver fig.s 1 e 1 a), sofre uma explosão às 0 h 22 minutos em sua coluna de popa boreste. Dezessete minutos depois, outra grande explosão na parte superior da coluna e áreas próximas provocam a morte de 11 trabalhadores da Petrobrás.

No dia 20 de março de 2001, às 11 *h* 41 *min*, a plataforma submergiu completamente e afundou em seguida, com perda total da mesma (conforme a figura 2), provocando prejuízos de mais de 1 bilhão de reais e deixando de produzir cerca de 80 mil barris por dia de petróleo e 1 milhão e 300 mil m3/dia de gás , cerca de ——— bilhões em U8$ por dia a mais de prejuízos ao Brasil, isto sem falar das perdas humanas, que não têm custos econômicos ou materiais, pois só familiares podem avaliar os custos sociais.

Considerando a gravidade do acidente ocorrido, que provocou irreparáveis perdas humanas e incalculáveis prejuízos à Nação, o Conselho Regional de Engenharia, Arquitetura e Agronomia do Estado do Rio de Janeiro, no uso de suas atribuições legais e regimentais, amparado na Lei 5194/66, na Resolução no. 205 de 30 de setembro de 1971/CONFEA e resoluções afins, constituiu uma Comissão composta pela Câmara Especializada de Engenharia e de Segurança do Trabalho; Câmara Especializada de Engenharia Industrial, Câmara Especializada de Engenharia Elétrica, Comissão de Meio Ambiente e o setor de Fiscalização do Conselho e, ainda, por sete entidades da sociedade civil e a Universidade Estadual do Rio de Janeiro com o intuito de investigar com profundidade as causas e responsabilidades no acidente.

Relembre-se aqui, que muito recentemente, em agosto de 2000, o CREA-RJ tornava público o seu Relatório sobre o Acidente Ecológico na Baía de Guanabara, ocorrido em janeiro de 2000 após o rompimento do duto PE-II da Petrobras, que já apontava para a direção da Petrobras, Agência Nacional de Petróleo – ANP , Ministério Público e o Congresso Nacional da necessidade de melhorias na sua política de segurança no trabalho, meio ambiente e segurança industrial e, também, que a empresa reavaliasse os efetivos mínimos operacionais necessários à manutenção na REDUC/DTSE/Ilhas e a

tendência continuada de terceirização, cuja correlação com a precarização das condições de trabalho têm se mostrado historicamente elevada.

Ao criar esta Comissão de investigação de acidente envolvendo atividades de Engenharia, o CREA-RJ reveste-se de seu papel de entidade fiscalizadora do exercício profissional com o intuito de garantir à sociedade a qualidade e a segurança dos serviços prestados por estes profissionais.

Trata-se também, de defender a Engenharia nacional, na qual justamente a Petrobrás teve um papel histórico como escola e modelo, ocupando a vanguarda na pesquisa e na tecnologia em nosso país.

2. Informações Complementares sobre a Plataforma P - 36

A Plataforma P –36 foi adquirida pela Petróleo Brasileiro S/A – Petrobras, por contrato de afretamento, por 12 anos, com a opção de compra já exercida no início do contrato . O estaleiro construtor da plataforma foi um afiliado da empresa italiana Ficantiere, a Seste Cantiere Navale e a obra foi concluída em 1994, em Palermo, na Itália.

A plataforma foi inicialmente projetada para ser uma unidade de perfuração, mas posteriormente, foi modificada para operar como plataforma de produção. Estas adaptações foram realizadas sob a responsabilidade da empresa Marítima Petróleo Engenharia Ltda.. Neste momento, foram contratadas as empresas AMEC Process and Energy, responsável pelo projeto de engenharia básica e pelo detalhamento da planta de processo, o projeto naval ficou a cargo da Noble Denton e a Davie Industries, de Quebec, Canadá, foi a responsável pelas atividades de desmontagem e montagem. Todas as modificações foram gerenciadas pela empresa Petromec, criada pela Marítima Petróleo Engenharia LTDA. inclusive a ampliação de sua capacidade de processo de óleo e gás, pois a plataforma de produção de petróleo P –36, estava prevista inicialmente para operar no campo de Marlim com capacidade menor..

Um fato importante é que durante o empreendimento de modificação da unidade, feito em Quebec, no Canadá, o estaleiro Davie entrou em concordata. A Petrobras, a Petromec e a Davie, com envolvimento do sindicato local, acertaram então uma antecipação do fim das obras. Desta forma ficou aprovado uma extensão dos trabalhos aos sábados, feriados e férias de julho de 1997, o que por fim resultou numa redução em 34 dias no cronograma original do empreendimento de modificação da plataforma.

A plataforma foi classificada pelas entidades classicadoras RINA (Registro Italiano Navale) e ABS (American Bureau of Shipping).

Segue abaixo as principais características e fornecedores da P – 36:

Quadro I – Características da P –36

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

357

Quadro II – Principais Fornecedores da P –36

3. Metodologia

A metodologia para analise das causas e responsabilidade pelo acidente em questão foram as informações coletadas através de:

DOCUMENTO Nº 3

- ✓ **Relatórios**
- ✓ **Documentos**
- ✓ **Depoimentos**
- ✓ **Audiências Públicas**
- ✓ **Revistas do CREA - RJ**
- ✓ **Informativos Oficiais da FUP**
- ✓ **Informativos Oficiais do Sindipetro – NF – "NASCENTE"**
- ✓ **Informativos Oficiais do Sindipetro – RJ – "SURGENTE"**
- ✓ **Informativos Oficiais do Sindipetro – Caxias – "Transparência Sindical"**
- ✓ **Acordo Coletivo de Trabalho**
- ✓ **Informações da imprensa em geral**
- ✓ **Vídeos**

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

Ressaltamos que a Petrobrás não enviou até fechamento deste relatório, as informações solicitadas por documentos por esta Comissão.

Os seguintes profissionais não atenderam à convocação desta Comissão para prestar esclarecimentos relativos ao acidente: ***Antônio Luiz Silva de Menezes,*** engenheiro mecânico, CREA-RJ 18010/D, diretor de engenharia da Petrobras e ***David Zylbersztajn***, engenheiro mecânico, CREA – RJ _____/D , diretor geral da Agência Nacional de Petróleo – ANP.

JOSÉ CARLOS DIAS CARDOSO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

Vem apresentar seu relatório final, considerando que:

- ✓ para acontecer um acidente de trabalho desta gravidade e proporção, vários eventos ocorreram anteriormente, não podendo ser o mesmo atribuído a uma única causa ou imputado simplesmente a uma pessoa ("falha humana"), conforme previsto nos manuais de Engenharia de Prevenção de Perdas, no capítulo de Análise de Riscos;

- ✓ não foi garantida, por parte da direção Petrobrás, *desde o início a participação dos trabalhadores*, através de suas legítimas representações (Federação Única dos Petroleiros - FUP, Sindicato dos Petroleiros do Norte Fluminense - Sindipetro – NF, Sindicato dos Petroleiros de Duque de Caxias – Sindipetro -Caxias, Sindicato dos Petroleiros do Rio de Janeiro - Sindipetro-RJ e Comissões Internas de Prevenção de Acidentes - Cipas - envolvidas), na Comissão de Sindicância formada pela empresa para investigar o acidente de 15 de março de 2001;

- ✓ a Petrobrás não forneceu os documentos e informações solicitados por esta Comissão;

- ✓ Que houve falhas no modelo de Gestão da empresa que implanta uma Política de Metas de Produção a qualquer custo, que permite a entrada da P –36, sem cumprir todas as etapas , desde o projeto até a operação com os devidos cuidados com a Segurança no Trabalho e também com o treinamento do pessoal de operação, cedendo às pressões da Agência Nacional de Petróleo - ANP;

- ✓ houve omissão, por parte da direção Petrobrás, quanto aos alertas e recomendações dos Sindipetros sobre os acidentes abaixo : Enchova (37 mortes), Namorado (1 morte), P – 37 (2 mortes) e mais de 90 mortes nos ultimos três anos, sendo mais de 60 com terceirizados;

E CONSIDERANDO, ainda, os seguintes relatórios, documentos e informações:

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

I. Relatório da Comissão Extraordinária criada para Apurar as Causas, Responsabilidades e Conseqüências Ambientais do Derramamento de Óleo na Baía de Guanabara, ocorrido em 18 de janeiro de 2000, conforme a Portaria no. 005/2000 da Presidência do Conselho Regional de Engenharia, Arquitetura e Agronomia do Estado do Rio de Janeiro, CREA-RJ, agosto de 2000;

II. **Documento** intitulado "Caso Marítima", dossiê elaborado pelo Sindipetro-RJ, entregue em 6/04/2001 à esta Comissão;

III. **Documento** relacionado às informações técnicas quanto à construção e montagem da plataforma P-36, volumes I e II, Petrobras, cedido pelas entidades sindicais à esta Comissão;

IV. **Documento** intitulado "Acidente na Plataforma de Namorado-1", Sindipetro-RJ, agosto de 1991;

V. **Documento** intitulado " Dossiê do Acidente Enchova - 84 e 88 - Petrobras", Sindipetro-RJ, entregue à esta Comissão em 06/04/2001;

VI. **Documento** intitulado "Os Subterrâneos da Bacia – As Mortes, os Riscos e a Ilegalidade na Exploração e Produção de Petróleo da Bacia de Campos", Dossiê do Sindicato dos Petroleiros do Norte Fluminense para a Comissão Parlamentar de Inquérito que Apura "Falta de Segurança e Condições de Trabalho nas Plataformas Petrolíferas do Estado do Rio de Janeiro", resolução 509/97 da Assembléia Legislativa do Estado do Rio de Janeiro, Macaé, Rio de Janeiro, 6 de junho de 1997;

VII. **Documento** intitulado "Dossiê sobre o Acidente P-36", Sindipetro - NF, entregue a esta Comissão em ___/___/2001;

VIII. **Depoimentos** prestados pelos profissionais: Julio Maximo de Medeiros Neto- Vice – Presidente da CIPA da Bacia de Campos - assistente técnico-administrativo; Paulo Roberto Viana – engenheiro eletrônico, CREA-RJ 861015690/D, Coordenador da P - 36; Maria Cristina Cunha Quesada – engenheira eletricista, CREA-MG 35466/D – Presidente da CIPA da Bacia de Campos; Carlos Tadeu da Costa Fraga – engenheiro civil, CREA-RJ 48635/D, Diretor Gerente da Unidade Negócio E&P – Sul/Sudeste; Joel Mendes Rennó – engenheiro eletricista, CREA-MG 3251/D, Ex – Presidente da Petrobras; German Efromovich – engenheiro de operação, CREA-SP 49855/D;, representante da Maritima Petróleo Engenharia LTDA; Carlos Heleno Netto Barbosa – engenheiro civil, CREA-MG 18596/D, Coordenador da Comissão de Sindicância da Petrobras sobre o acidente da P –36; Eduardo Mezzalira de Oliveira – engenheiro naval, CREA-RJ 811005497/D; representante da DNV, que participou como consultor da Comissão de Sindicância da Petrobras sobre o acidente da P –36;

IX. **Audiência Pública** realizada no dia 24 de abril de 2001, em reunião conjunta da Comissão de Minas e Energia e Defesa do Consumidor, Meio Ambiente e Minorias e a Comissão Externa instalada para averiguar as causas do acidente com a Plataforma P-36 da Petrobras, da Câmara dos Deputados, Brasília;

É CÓPIA FIEL DO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS VIEIRA
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

X. **Relatório** intitulado "Acidente na Plataforma Petrobras P-36", Relatório preliminar da Comissão de Sindicância da Petrobras, abril de 2001, cedido pelo Sindipetro - NF;

XI. **Relatório** Final da Comissão de Sindicância do Acidente da P-36, da Petrobras, 20 de junho de 2001, cedido pelo Sindipetro NF;

XII. **Relatório** intitulado "Análise do Acidente com a Plataforma P-36", elaborado pela Comissão de Investigação ANP/DPC, Agência Nacional do Petróleo e Diretoria de Portos e Costas do Comando da Marinha do Brasil, julho de 2000;.

XIII. **Revista** do CREA-RJ de fevereiro/março de 2000, onde matéria publicada sobre a comitiva deste Conselho de classe intitulada "Plataforma amplia produção", a qual visitou a Plataforma P-36 sediada na Baía de Guanabara, quando manifestou preocupações com relação às condições de segurança e funcionamento da unidade, e ainda, questionou a não utilização de mão-de-obra brasileira na modificação do projeto original que ampliou sua capacidade de produção;

XIV. **Informativo** oficial da Federação Única de Petroleiros, "Primeira Mão", número 535 de 16 de março de 2001, onde os trabalhadores da Petrobras manifestam preocupações com a precariedade das condições de trabalho na empresa;

XV. **Informativo** oficial do Sindipetro – NF, com encarte especial do Nascente, como título : "Mutirão pela vida " , de 27 de abril de 2001, sob o tema: Petroleiros do NF relatam pendências nas plataformas. No informativo, os trabalhadores relata as pendências das Plataformas PCH –1, PPG –1/ A/B, P – 09, P –27, P –32, P – 35 e P –37;

XVI. **Informativo** oficial do Sindipetro – RJ, "Surgente", número 699 de 16 de agosto de 2000, que relembra o acidente na Plataforma de Enchova em 1984, quando morreram 37 trabalhadores. No documento, os trabalhadores alertaram que as "péssimas condições de trabalho e a política de metas de recordes de produção" ,foram as causas básicas do acidente e o Surgente Nº ____/2001, que divulga as resoluções do 7º CONFUP sobre as causas e responsabilidades do acidente com a Plataforma P - 36;.

XVII. **Informativo** oficial do Sindipetro-Caxias, "Transparência Sindical", número 345 de 28 de março de 2001, que destaca o fato de o Boletim de Operações da P-36 de três dias antes do acidente ter apontado para a necessidade de parada de produção para reparo de um equipamento na plataforma;

XVIII. **Informativo** Oficial da AEPET;

XIX. **Relatório** da Comissão Mista com participação do CREA – Pr e do Sindipetro do Paraná , sobre o vazamento de julho de 2000 na REPAR;

É CÓPIA FIEL DO ... ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

XX. **Acordo Coletivo de Trabalho 2000/2001**, assinado entre a Petrobrás e a Federação Única dos Petroleiros e os Sindicatos de Petroleiros em nível nacional, editado pela FUP, em especial no que se refere aos capítulos VII (" Da Segurança Industrial e Saúde Ocupacional") e VIII ("Das Inovações Tecnológicas");

XXI. **Informações** da imprensa em geral , com destaque para o artigo da jornalista Dora Kramer, Jornal do Brasil de 17/03/2001, com o título: Ausência de Responsabilidades;

XXII. **Vídeos** – PNA – 1 – julho/91 ; Audiencia Pública de 24 de abril de 2001 na Camera federal – Comissão Mista com Engenheiro Joel Mendes Rennó e German Efromovick; 17 anos de Enchova: O que isto tem ver com a P –36? Debate realizado no Sindipetro –RJ em 16 de agosto de 2001; Audiencia Pública de 03 de dezembro de 1999 na Camera federal – Comissão de Minas e Energia com o presidente da Petrobras Sr. Henry Fhilippe Reichstul sobre os contratos da Petrobras com Maritima Petróleo Engenharia LTDA; Audiência Pública no Senado Federal – Comissão de Infra – estrutura sobre o vazamento da Baía de Guanabara de 18 de janeiro de 2000 com participação da FUP, Sindipetro – Caxias e Sindipetro – RJ; Audiência Pública no Senado Federal – Comissão de Infra – estrutura sobre o Acidente da P -36 de 15 de março de 2001 com participação da FUP, AEPET,PETROBRAS e ANP; Audiência Pública na Camera Federal – Comissão Mista sobre o Acidente da P -36 de 15 de março de 2001 com participação do Sindipetro –NF, AEPET e Petrobras.

APRESENTA, ASSIM, AS SEGUINTES CONCLUSÕES:

1. Que houve falhas no projeto, na construção e na montagem da Plataforma P -36, o que está confirmado pelos documentos analisados, depoimentos realizados e relatos à esta Comissão por vários profissionais;

2. Que houve falhas do Gerenciamento de Riscos da empresa , quanto aos incidentes críticos ocorridos antes , durante e após o acidente , como por exemplo a recomendação de parada de produção da Plataforma, conforme o boletim de operações da P –36, três dias antes do acidente, para troca de equipamento;

3. Que houve falhas nos procedimentos de certificação da P –36, pois, este é o terceiro grande acidente "certificado", desde de janeiro de 2000, nas instalações da Petrobras;

4. Que houve falhas Gerenciais envolvendo também a área de Segurança Industrial e Recursos Humanos, devido a acelerada redução de pessoal, falta de treinamento com o elevado aumento de terceirização;

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

5. *Que houve responsabilidades da atual direção da Petrobras e da anterior, com Engenheiro Joel Mendes Rennó e seus respectivos diretores, principalmente das áreas de Exploração & Produção e Engenharia, por falhas de gerenciamento. O que aconteceu desde a escolha da empresa Marítima Petróleo Engenharia LTDA. para construção da P –36 até os eventos antes , durante e após o acidente;*

6. **Que houve responsabilidades da direção da Agência Nacional de Petróleo – ANP - em especial, do Engenheiro David Zylberaztajn, por não fiscalizar as operações da P –36, conforme o Art. 44. da Lei Nº 9478/97, da Lei de Petróleo, que diz "O contrato estabelecerá que o concessionário estará obrigado a:**

- ***I - adotar, em todas as suas operações, as medidas necessárias para a conservação dos reservatórios e de outros recursos naturais, para a segurança das pessoas e dos equipamentos e para a proteção do meio ambiente;***

- ***Art. 53. Qualquer empresa ou consórcio de empresas que atenda ao disposto no art. 5º poderá submeter à ANP proposta, acompanhada do respectivo projeto, para a construção e operação de refinarias e de unidades de processamento e de estocagem de gás natural, bem como para a ampliação de sua capacidade.***
- ***§ 1º A ANP estabelecerá os requisitos técnicos, econômicos e jurídicos a serem atendidos pelos proponentes e as exigências do projeto quanto à proteção ambiental e à segurança industrial e das populações.***

7. **Que houve co-responsabilidades da empresa Marítima Petróleo Engenharia LTDA., que sob sua responsabilidade construiu a Plataforma P – 36 e gerenciou o empreendimento no exterior, dificultando sua fiscalização.**

E APRESENTA AINDA AS SEGUINTES RECOMENDAÇÕES:

Que a DIREÇÃO DA PETROBRÁS

- ✓ Implante de imediato um novo modelo de Gestão, que leve em consideração desde a contratação dos serviços de engenharia até a operação de Plataformas de Petróleo a engenharia da Petrobras e nacional, não permitindo que Plataformas que poderiam serem projetadas, construídas e montadas no Brasil, sejam executadas no exterior, como foi o caso da P –36;

- ✓ Implante de imediato uma nova Política de certificações de Plataformas e instalações industriais, pois a atual tem levado a empresa a sucessivos acidentes " certificados " em sua instalações;

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL COSTÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS TAQUIGRÁFICOS

- ✓ Implante de imediato uma nova Política que leve em consideração a fiscalização dos CREA's em cada estado, facilitando o trabalho deste orgão com o objetivo de fiscalizar o exercício dos profissionais e da engenharia; no sentido de evitar novos acidentes, principalmente com vítimas fatais;

- ✓ Implante de imediato uma CIPA por Plataforma e fortaleça todas as CIPAS da empresa, permitindo que estas cumpram seu papel de investigações;

- ✓ reavalie sua política de informação quanto à Segurança no Trabalho e que a transparência para os trabalhadores e a sociedade seja permanente e de fato;

- ✓ reavalie sua política de Segurança, Meio Ambiente e Saúde - SMS, garantindo desde o início dos projetos até as investigações dos acidentes de trabalho, a participação dos representantes dos trabalhadores , através das CIPAS, e das entidades sindicais ;

- ✓ reavalie a formação e perfil das brigadas de incêndios existentes nas Plataformas, que se mostraram insuficientes face ao acidente ocorrido;

- ✓ reavalie a formação e perfil dos Gerentes de Segurança, Meio Ambiente e Saúde – SMS - , que se mostraram incapazes face aos sucessivos acidentes ocorridos nas instalações da empresa, nos últimos anos;

- ✓ reavalie sua política continuada de terceirização das atividades fins , que vem agravando o risco de acidentes nas instalações operacionais da Petrobrás;

Que o CONGRESSO NACIONAL

- ✓ Instale uma ***Comissão Parlamentar de Inquérito – CPI***, pois sòmente uma Comissão com estes poderes poderá apurar as causas e responsabilidades quanto ao elevado número de acidentes na Petrobrás nos últimos anos, levando em consideração que nos últimos 3 anos mais de 90 trabalhadores (entre efetivos e contratados) morreram nas áreas da empresa e que no intervalo de apenas um pouco mais de um ano três grandes acidentes ocorreram , que prejuízos irreparáveis provocaram, à Petrobras e ao País.

Que a ASSEMBLÉIA LEGISLATIVA DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO - ALERJ

- ✓ Continue as investigações da Comissão Parlamentar de Inquérito – CPI do acidente da P –36, na busca das verdadeiras causas e responsabilidades pela tragédia;

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PIMENTEL [illegible]
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS GRÁFICOS

Que o MINISTÉRIO PÚBLICO

- ✓ continue seus procedimentos investigatórios - tomando por base as denúncias dos Sindipetros e as conclusões deste Relatório - visando apurar as responsabilidades das direções e gerências da Petrobrás anterior e atual , em relação a este acidente com 11 mortes e perda total da Plataforma, bem como aos acidentes de 10 de março de 1997 e de 18 de janeiro de 2000 na Baía de Guanabara no duto PE-II, da Repar no estado do Paraná e as 91 mortes nos últimos três anos., bem como da direção da Agência Nacional de petróleo – ANP.

Que a AGENCIA NACIONAL DE PETRÓLEO (ANP)

- ✓ Cumpra com seu papel de acordo com § 1º do artigo 53 da Lei Nº Lei 9478/97 da Lei do Petróleo, que estabelece: ***" A ANP estabelecerá os requisitos técnicos, econômicos e jurídicos a serem atendidos pelos proponentes e as exigências de projeto quanto à proteção ambiental e à segurança industrial e das populações";***

- ✓ não autorize a prática de atividades na indústria de petróleo em instalações que coloquem em risco o meio ambiente e a segurança dos trabalhadores e das comunidades, estabelecendo procedimentos efetivos para o cumprimento dos incisos V, VII e IX, Seção I, Capítulo IV da Lei 9478/97 (Lei do Petróleo), que tratam da autorização e fiscalização das atividades no setor e da preservação do meio ambiente.

Finalmente, que o CREA-RJ, através de suas Câmaras Especializadas, pelo exposto neste Relatório, e à luz do Código de Ética dos Engenheiros, Arquitetos e Agrônomos, aprovado pela Resolução N°205/71, do Conselho Federal de Engenharia, Arquitetura e Agronomia (CONFEA),

• verifique a atuação dos profissionais Joel Mendes Rennó, engenheiro eletricista, CREA MG-3251/D; Antonio Carlos Sobreira de Agostini, engenheiro mecânico, CREA-RJ 14315/D; Sebastião Henriques Vilarinho, engenheiro eletricista e engenheiro mecânico, CREA BA-1882/D; Antonio Luiz Silva de Menezes, engenheiro mecânico, CREA-RJ 18010/D; José Coutinho Barbosa, geólogo, CREA-RJ 17237/D, Luiz Eduardo Guimarães Carneiro, engenheiro _____, CREA – RJ ...../D; Luiz Rodolfo Landim , engenheiro _____, CREA – RJ ...../D; Carlos Tadeu da Costa Fraga, engenheiro civil, CREA-RJ 48635/D; Carlos Eduardo Sardenberg Bellot, engenheiro _____, CREA – RJ ..../D; Alceu Barroso Lima, engenheiro _____, CREA – RJ, .../D; José Carlos Fonseca, engenheiro _____ , CREA –RJ ...../D; Carlos Affonso de Aguiar Teixeira, engenheiro mecânico, CREA – RJ 17765/D; Irani Carlos Varella, engenheiro Civil, CREA-RS 10066/D, José Lima de Andrade Neto, engenheiro químico, CREA-RJ 136466/D e David Zylbersztajn, engenheiro mecânico _____CREA –RJ ...../D.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PINHEIRO
DIRETOR
DIVISÃO DE

Rio de Janeiro, 04 de setembro de 2001

Engenheiro José Chacon de Assis
Orientador da Comissão
Presidente do CREA – RJ

Arquiteto Carnegé Vilhena da Silva _____
Conselheiro e Diretor de Fiscalização

Engenheiro Nilo Garcia Junior _____
Substituto do Orientador da Comissão
Conselheiro e representante da Comissão de Prevenção de Acidentes – CAPA

Engenheiro Luiz de Araújo Bicalho _____
Conselheiro e representante da Câmera Especializada de Engenharia Industrial e Comissão de Meio Ambiente

Engenheiro Luiz Antônio Cosenza _____
Conselheiro e representante da Câmera Especializada de Engenharia Elétrica

Engenheiro José Carlos Gameiro Miragaya – Titular _____

Engenheiro Jorge Eduardo Costa do Nascimento - Suplente _____
Representantes do SINDIPETRO – RJ

Engenheiro José Jorge Teixeira Churro - Titular _____

Engenheiro Francisco de Assis da Silva Barreto - Suplente _____
Representantes do Clube de Engenharia

Técnico em Mecânica Nilson Viana Cesário - Titular _____

Técnico Luis Carlos Marins da Fonseca - Suplente _____
Representantes do SINDIPETRO - CAXIAS

Técnico em Química Maurício França Rubem - Titular _____

Operador de Processamento Helder Gomes Caixeta - Suplente _____
Representantes da FEDERAÇÃO ÚNICA DOS PETROLEIROS - FUP

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS FIRMENTEL GOMES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

Engenheiro Antônio Gerson Ferreira de Carvalho - Titular_____

Engenheiro José Amaro Barcelos Lima - Suplente_____
Representantes do SENGE - RJ

José Conrado de Souza - Titular _____

Sérgio Queiroz Lira – Suplente _____
Representantes da AEPET

Técnico em Mecânica Fernando Paes de Carvalho - Titular_____

Luis Cesar Maciel do Nascimento – Suplente_____
Representantes do SINDIPETRO – NORTE FLUMINENSE

Professor e Engenheiro César Tavares de Araújo - Titular_____

Professor e Engenheiro Gustaf Aurélio Perez Akerman – Suplente_____
Representantes da UERJ

Rio de Janeiro, 04 de setembro de 2001

CONTRIBUIÇÃO DO RELATOR

JORGE EDUARDO COSTA DO NASCIMENTO
ENGº CIVIL , PETRÓLEO E DE SEGURANÇA NO TRABALHO
Representante do Sindipetro - RJ

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

VOTO DO VICE-PRESIDENTE EDUARDO CUNHA

Anexo 25

É CÓPIA FIEL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

3- Custos das empresas que foram contratadas pela PETROBRAS para a recuperação da plataforma P-36:

Gastos com sinistro da P-36, por empresas:

Empresas:	Tipo de Atendimento:	Valores em USD:
ITEM 1) CUSTOS DIRETOS DA TENTATIVA DE SALVAMENTO:		
Smit Tag	Tentativa de resgate da plataforma	979.038,22
Marine	Serviços Técnicos Especializados	44.946,00
Marítima	Serv. Téc. Especializados /Nitrogênio e Barco	45.068,90
Stolt Offshore	ROV	283.044,19
Stolt Comex Seaway S.A	Embarcações	788.295,90
Dsnd Shipping AS	Embarcações	80.999,19
Dsnd Consub S.A	Operações e ROV	274.150,09
Sealion Shipping Ltd	Embarcações	1.009.113,88
Marsat Serv. Submarinos	ROV	35.296,60
Norsul Offshore Inc.	Embarcações	212.616,87
Farstad Shiping	Embarcações	825.622,43
Oceânica Serviços Tec. Submarinos	Equipe de mergulho	36.370,32
Solstad Shipping AS	Embarcações	342.279,69
Finarge Armamento Genov.	Embarcações	46.357,29
Trico Marine Services Inc.	Embarcações	18.565,96
Aktieselskabet Dampsk	Embarcações	458.697,32
Augusta Offshore Spa	Embarcações	61.965,57
Astromarítima Navegação	Embarcações	21.661,50
Delba Marítima Navegação	Embarcações	187.327,89
Havila Supply Ship AS	Embarcações	26.179,03
CBO Cia. Brasileira Offshore	Embarcações	2.283,08
Robalo A E.C.	Embarcações	6.975,27
Gulf Offhore Marine Int.	Embarcações	19.627,57
Java Boat Corporation	Embarcações	86.298,91
Sotep Soc. Téc. Perfuração	Unidade de nitrogênio	1.158,41
Halliburton Serviços Ltda.	Unidade de nitrogênio	13.586,67
Aga S.A	Nitrogênio	6.830,91
Marflex Navegação	ROV	140.466,95
Petrobras - P-23	Sonda de Perfuração - base apoio	1.265.714,89
Promotical Travel	Passagens e hoepedagens	30.551,32
Aeroleo, Lider, Air	Helicópteros	103.850,08
Sub total		**7.454.940,90**

ITEM 2) CUSTOS DE INTERVENÇÃO EM POÇOS E LINHAS:		
Louisiana Overseas Inc.	Sonda SS-51 - intervenção poços	8.462.302,49
Ventura Petróleo Ltda.	Sonda SS-51 - intervenção poços	776.435,75
BJ Services do Brasil Ltda.	Cimentação	61.557,15
Sebex Oil Well Services S.A	Cimentação	7.763,39
Coflexip S.A	Barco especial - Sunrise 2000	1.569.586,23
Sub total		**10.877.645,01**

ITEM 3) CUSTOS DE EQUIPAMENTOS PERDIDOS:		
Wellstream Inc.	Linhas Flexíveis perdidas	2.097.890,00
Sub total		**2.097.890,00**

ITEM 4) OUTROS GASTOS:		
Mills	Andaimes	5.025,38
Escon	Serviços de Manutenção	14.409,34
Outras - Alimentação, vestuário, medicamentos, materiais, barreiras de contenção, dispersantes		949.390,05
Sub total		**968.824,77**

Total Geral	**21.399.300,68**

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

VOTO DO VICE-PRESIDENTE EDUARDO CUNHA

EM BRANCO

Anexo 26

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

Marítima

Rio de Janeiro, 18 de Outubro de 2001.

REF: DIR - 096/01

À
ASSEMBLÉIA LEGISLATIVA DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO
COMISSÃO PARLAMENTAR DE INQUÉRITO – CPI (P-36)

AT.: EXMO. SR. DR. PAULO RAMOS
EXMO. SR. DR. EDUARDO CUNHA
EXMO. SR. DR. EDMILSON VALENTIM
EXMO. SR. DR. MANOEL ROSA – NECA

Ref.: Ofício CPI n.º 0228/2001
de 01/10/01

Em atenção ao Ofício sob referência, permitimo-nos encaminhar as respostas às questões formuladas por essa ilustre Comissão, no que diz respeito aos aspectos técnicos do contrato celebrado para conversão da "Spirit of Columbus" – P36.

Cabe-nos preliminarmente esclarecer, para melhor entendimentos das respostas veiculadas, que:

a) Na forma do que ficou registrado no depoimento do Eng. German Efromovich perante essa Casa, a Marítima abordará as questões técnicas ligadas à execução do objeto do contrato celebrado com a Petrobrás, abstendo-se, com a devida venia, de oferecer resposta às questões que não estejam compreendidas nos objetivos dessa Comissão Parlamentar de Inquérito.

b) De acordo com informações inúmeras vezes reiteradas, a Marítima se limitava, por contrato, a executar o que o cliente solicitava. Não cabia à Marítima (nem cabe à empresa gestora de EPC) contestar a engenharia de concepção, ou mesmo detalhes de conceito de "layout" de equipamentos. A Marítima executou os serviços exatamente conforme solicitado e contratado pelo cliente, com aprovação das sociedades classificadoras, dentro das normas e especificações pertinentes;

MARÍTIMA - PETRÓLEO E ENGENHARIA LTDA.
20031-000 - Avenida Almirante Barroso, 52 - Gr. 3400 - Centro - RJ - Tel.: 55-21-544-4044 - Fax: 55-21-220-6566
mail: maritima@openlink.com.br

358

Marítima

c) Não é possível à Marítima afirmar ou mesmo contestar o que foi ou o que não foi "repensado" ou "reprojetado". A Marítima dispunha de pessoal técnico do mais alto gabarito para garantir a procura de equipamentos, a montagem e fabricação de uma Unidade semi-submersível que produzisse 180.000 (cento e oitenta mil) bbl/dia (no caso, um "upgrade" da Unidade existente), o que efetivamente aconteceu, a qual foi entregue ao cliente, que testou, recebeu e operou a referida Unidade durante 14 meses.

Assim, baseados em tais premissas e com o devido respeito que nos merecem os ilustres inquisidores, permitimo-nos não oferecer respostas aos quesitos de n.º 1, 2, 3, 5, 6, 10, 11, 12, 13,16, 25, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40 e 41, vez que impertinentes ao objeto dessa CPI, bem como aos aspectos técnicos do que fora contratado à Marítima na conversão da P-36.

Quanto às indagações veiculadas pelos itens 8, 30 e 31, os assuntos ali abordados não se compreendem no escopo do contrato para conversão da "Spirit of Columbus", o que nos impede de enfrentá-las.

Passamos, então, à resposta dos demais quesitos:

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

Pergunta n.º 4 -O Eng.º German nunca se manifestou a respeito de trincas e/ou sobre quaisquer outros aspectos técnicos relativos à P36, mesmo porque desconhece esta área, o que deixou claro em depoimento perante essa CPI. Portanto, esta afirmação resta equivocada! A Marítima desconhecia e desconhece o estado do equipamento após a sua entrega, ou mesmo as circunstância em que foi operado; em conseqüência, não pode emitir laudos técnicos ou respostas sobre especulações ou hipóteses. O fato é que o equipamento foi entregue, comissionado e recebido pelo cliente em perfeitas condições técnicas de uso, dentro das normas técnicas vigentes e contratadas, devidamente certificadas e ratificadas por 2 (duas) entidades classificadoras independentes. Cabe salientar que o laudo emitido por essas certificadoras, serviu de base para a contratação do seguro da P-36, que foi honrado sem restrições ou deduções, o que por si só comprova a inexistência de dúvidas quanto à qualidade e perfeição técnica da construção da P-36..

Marítima

Pergunta n.º 7 - Ratificando as considerações anteriores, não cabia à Marítima determinar ou alterar o projeto básico ou mesmo especificar equipamentos! As determinações do cliente, cuja capacitação técnica é incontestável, foram integralmente cumpridas.

Pergunta n.º 9 - Tudo, na P-36, foi testado e comissionado.

Pergunta n.º 14 - A responsabilidade pelos cálculos e especificações não era da Marítima. Esta afirmação é totalmente incorreta e não fazia parte do contrato e muito menos de quaisquer documentos relacionados à execução dos serviços. A Petrobrás e as entidades classificadoras aprovaram cada passo do projeto / obra.

Pergunta n.º 15 - Desconhecemos o fato.

Pergunta n.º 17 - Não concordamos com a afirmativa e, por outro lado, não cabia à Marítima ver ou rever cálculos.

Pergunta n.º 18 - A premissa é absolutamente falsa!

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

Pergunta n.º 19 - Havia responsáveis e/ou representantes das classificadoras acompanhado as obras. À Marítima não cabia questionar qual o seu cargo e/ou qualificação técnica.

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Pergunta nº20 – Favor consultar premissas e respostas anteriores.

Pergunta n.º 21 – Favor consultar premissas e respostas anteriores.

Pergunta n.º 22 - a) É o impraticável fornecer o solicitado no espaço de tempo disponível, nem mesmo possuímos recursos humanos disponíveis para trabalho de tal envergadura, ainda porque consideramos de pouca relevância, a apresentação requerida, com todo o respeito que nos merece o questionador...

b) Sugerimos solicitar o "Vendors List" da Petrobrás.

Marítima

c) Sugerimos, ainda, alternativamente, que se indique o produto / fabricante / origem de algum equipamento utilizado fora de especificação - se é que existem acusações fundamentadas e específicas sobre o tema. Tal procedimento evitaria especulações, insinuações e pouparia tempo.

Pergunta n.º 23 – Considerar resposta do item anterior.

Pergunta n.º 24 -A Marítima não é responsável pelo projeto e não nos consta que haja referência a erro de projeto nos relatórios da ANP ou da Petrobrás. As declarações da Marítima quanto à falha humana são reflexos dos referidos relatórios, das discussões havidas na reunião da SOBENA.

Pergunta n.º 26 – Consoante as respostas antes oferecidas, não é possível à Marítima tecer qualquer comentário à hipótese aventada neste quesito.

Pergunta n.º 27 - Todas as especificações contratuais foram respeitadas. Não nos cabe tecer comentários sobre normas Petrobrás ou outras; somente as aplicamos, quando especificadas e solicitadas.

Pergunta n.º 28 – Considerar premissas e respostas anteriores.

Pergunta n.º 29 – Considerar premissas e respostas anteriores.

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

Cumpre-nos, por fim, lamentar, que um número expressivo de perguntas estivessem voltadas, não, para alcançar o objetivo em razão do qual veio a ser constituída essa CPI, mas para investigar a Marítima Petróleo, o que nos parece inteiramente impertinente e mesmo destituído, s.m.j., de legítimo respaldo frente às normas e princípios que, certamente, regem as atribuições dessa Casa.

Atenciosamente,

GERMAN EFROMOVICH

MARÍTIMA PETRÓLEO E ENGENHARIA LTDA.

MARÍTIMA - PETRÓLEO E ENGENHARIA LTDA.
2[illegible]31-000 - Avenida Almirante Barroso, 52 - Gr. 3400 - Centro - RJ - Tel.: 55-21-544-4044 - Fax: 55-21-220-6566
e-mail: maritima@openlink.com.br

BARRINGTON HOUSE
59-67 GRESHAM STREET
LONDON EC2V 7JA

FAX: 0171-606 5113
GROUP 4 FAX: 0171-600 1819

DX BOX NUMBER 10
TELEPHONE: 0171-606 7080

97 JUL 08 22 97

3591 K 558

LINKLATERS & PAINES
LONDON

FAX

CONFIDENTIALITY NOTICE

This fax is confidential and may also be privileged. If you are not the intended recipient please notify the sender IMMEDIATELY; you should not copy the fax or use it for any purpose or disclose its contents to any other person.

SENDER:
Ron Gibbs

NUMBER OF PAGES INCLUDING THIS PAGE:
4

DIRECT LINE:
0171 778 3554

FOR MISSING OR ILLEGIBLE PAGES PLEASE CALL FAX OPERATOR ON:
0171 606 7080 Ext 2554

DATE:
8 July 1997

OUR REF: RTWG

YOUR REF:

ADDRESSEE(S) AND FAX NUMBER(S):
FOR INTERNATIONAL CALLS INCLUDE COUNTRY AND CITY CODES

Marcio Eiras Moraes
Petrobras
Rio de Janeiro
00 55 21 534 2219

cc: Roberto Fernandes
00 55 21 588 5588

cc: Seamus Crilly, L&P

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSE CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

PETROBRAS-40

I was very pleased to hear from Roberto Fernandes yesterday that you would like us to act for you in connection with the proposed charter and purchase of the DB100 which is to be converted and renamed "Petrobras-40".

I have attended meetings today with German Efromovich, his lawyer Jim Devine, and representatives of Mitsubishi together with their in-house lawyers and external lawyers to discuss the structure and timetable of the transaction.

I attach for your attention a copy of a structure diagram for the transaction which I developed during the course of the meetings today. As you will see, the bottom part of the structure, namely the charter arrangements between Mitsubishi (Panama), Brasoil and Petrobras and the proposed Conversion Contract with Petro-Deep II, are very similar to the arrangements for the Spirit of Columbus. It is proposed that the charters will be for a period of 13 years with a 270 day grace period from delivery. Charter hire will be payable quarterly in arrears and the first instalment of charter hire will be paid on the anniversary of the delivery date.

1.30 OFICIO DE NOTAS - LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Tabelia - Av. Rio Branco 152 grupo 302 - RJ - Tel. 220-8422
Certifico que a presente é cópia fiel do original que me foi exibida. Dou fé.
Rio de Janeiro, 05 de Fevereiro de 2004 Selo de Fiscalização
NÚMERO DE ORDEM 358899 - Subsitituto - PAMJ - 72 Escreventes
Válido somente com selo de Fiscalização. Total R$ 2,53
CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ SELO DE FISCALIZAÇÃO
Selo Nesse RT 358899

BARRINGTON HOUSE
59-67 GRESHAM STREET
LONDON EC2V 7JA

FAX: 0171-606 5113
GROUP 4 FAX: 0171-600 1819

DX BOX NUMBER 10
TELEPHONE: 0171-606 7080

97 JUL 08 22 57

LINKLATERS & PAINES
LONDON

FAX

CONFIDENTIALITY NOTICE

This fax is confidential and may also be privileged. If you are not the intended recipient please notify the sender IMMEDIATELY; you should not copy the fax or use it for any purpose or disclose its contents to any other person.

SENDER:
Ron Gibbs

NUMBER OF PAGES INCLUDING THIS PAGE:
4

DIRECT LINE:
0171 778 3554

FOR MISSING OR ILLEGIBLE PAGES PLEASE CALL FAX OPERATOR ON:
0171 606 7080 Ext 2554

DATE:
8 July 1997

OUR REF: RTWG

YOUR REF:

ADDRESSEE(S) AND FAX NUMBER(S):
FOR INTERNATIONAL CALLS INCLUDE COUNTRY AND CITY CODES

Marcio Eiras Moraes
Petrobras
Rio de Janeiro
00 55 21 534 2219

cc: Roberto Fernandes
00 55 21 588 5588

cc: Seamus Crilly, L&P

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

PETROBRAS-40

I was very pleased to hear from Roberto Fernandes yesterday that you would like us to act for you in connection with the proposed charter and purchase of the DB100 which is to be converted and renamed "Petrobras-40".

I have attended meetings today with German Efromovich, his lawyer Jim Devine, and representatives of Mitsubishi together with their in-house lawyers and external lawyers to discuss the structure and timetable of the transaction.

I attach for your attention a copy of a structure diagram for the transaction which I developed during the course of the meetings today. As you will see, the bottom part of the structure, namely the charter arrangements between Mitsubishi (Panama), Brasoil and Petrobras and the proposed Conversion Contract with Petro-Deep II, are very similar to the arrangements for the Spirit of Columbus. It is proposed that the charters will be for a period of 13 years with a 270 day grace period from delivery. Charter hire will be payable quarterly in arrears and the first instalment of charter hire will be paid on the anniversary of the delivery date.

To: Marcio Eiras Moraes

8 July 1997

It is proposed that Mitsubishi (Panama) is financed by a loan from three sources (1) Mitsubishi Corporation, (2) Japanese Exim Bank ("Jexim"), (3) a Japanese Commercial Bank. These three Financiers will appoint Mitsubishi Corporation as Security Trustee and Mitsubishi (Panama) will grant a mortgage over the vessel in favour of the Security Trustee and also grant security over the benefit of the Assignment of the Bareboat Charter Agreement, the Keepwell Agreement and its bank account. The Financiers will also obtain security over the shares in Petro-Deep II and the bank account of such company and will enter into an Intercreditor Agreement.

In relation to the conversion, it is proposed that Brasoil and Petrobras take the following risks: (1) Cost overrun, (2) Delay, (3) Defects in the Conversion. It is proposed that Brasoil and Petrobras will obtain protection against such risks by the provision of security from the yard (the terms of such security are still to be determined), the right to approve the Full Conversion Contract, the right to supervise the Full Conversion Contract and certify that Milestones have been met and receive the benefit of the warranties which are to be negotiated with the Yard. Mitsubishi will have no risk in relation to the Conversion but will finance this up to a pre-agreed price. We are advised that Mitsubishi will pay US$70 million for the vessel and will finance the Conversion in the sum of US$260 million.

Brasoil will receive a Guarantee from Mitsubishi Corporation of the obligations of Mitsubishi (Panama) to provide quiet use and enjoyment and title to the vessel under the Charter and Purchase Agreement.

The transaction is accordingly much more straight forward than the Spirit of Columbus transaction but still remains reasonably complex and documentation intensive.

With regard to timing, Mitsubishi propose to hold their Board Meeting on July 24th which will then authorise them to form the new Company, Mitsubishi (Panama) and sign the documentation. We are accordingly proposing a signing on July 31st and then allowing two weeks to complete the Conditions Precedent (including obtaining Central Bank consent) with a view to taking delivery on August 14th. We discussed with Mitsubishi the time it would take for them to arrange their financing and security with Jexim. They confirm that this would probably take them four weeks from the date of signing of documentation although they hope to be able to proceed with delivery on August 14th even if Jexim consent has not been given at that time. There is, however, some scope for delay here.

The estimates which I provide below are on the basis that the transaction will be concluded within the timeframe stated above and that there are no material changes to the structure specified above. On this basis I would estimate that our fees will be within the following ranges for each of the following categories of work:

1 Prepare, negotiate and agree documentation and arrange for signing by 31 July 1997: £50,000-£75,000

2 Complete Conditions Precedent and arrange for delivery on 14 August 1997: £25,000-£30,000

3 Negotiate the terms of the Full Conversion Contract, Supervision Agreement and Yard Security by 29 August 1997 - £25,000-£35,000.

The fees estimated are exclusive of disbursements and, in particular, do not include the fees of foreign lawyers. I will endeavour to obtain for you estimates from each of the foreign law firms which we engage.

I would propose billing monthly throughout the transaction and, if you so require, I would be very pleased to let you have details of accrued charges on a more regular basis.

3593
559
É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS
1º OFÍCIO DE NOTAS - LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - NO arcaes
Av. Rio Branco 156 grupo 712 RJ - Tel. 220-5423
Certifico que a presente é cópia fiel do original que me foi apresentada
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2006 Sabathato
13º Ofício de Notas
Rio de Janeiro
Valida somente com selo de Fiscalização.
Total R$ 2,53
CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BRT 35900

To: Marcio Elras Moraes

8 July 1997

I hope the above description of the transaction and estimates are sufficient for your purposes but please let me know if you have any comments or questions or if I can assist further.

Best regards,

Ron Gibbs

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

13º OFICIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel.
Certifico que a presente é cópia fiel
do original que foi exibido.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - PRAT - 75
Válido somente com selo de Fiscalização. - Total R$ 2,53

Ofício de Notas
Escrevente Substituto

CORREGEDORIA GERAL
DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BRT 35902

3595

VOTO DO VICE-PRESIDENTE EDUARDO CUNHA

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

Anexo 27

PETROBRAS

Documento Interno Petrobras - DIP

Rio de Janeiro, 06/03/2001

E&P-SSE/SC-SL/PRGC 128/2001

Para: UN-RIO/ATP-RO/OP-P36

Assunto: Plataforma PETROBRAS-36 / Relatório da Auditoria Italiana de SMS.

Encaminhamos nesta data, via malote, para conhecimento e providências, o original do Relatório Preliminar relativo à Auditoria Italiana de SMS.

Atenciosamente,

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Pedro Paulo Forain Rocha
Gerente Setorial de Programação e Controle
E&P Sul-Sudeste

C/C: COPLAT DE P-36, SUFAC DE P-36, CLARONILDO DE COVAS SANTOS, JANSEM FERREIRA DA SILVA

Descrição do(s) Anexo(s):
1 documento.

Anexo(s):

3597

VOTO DO VICE-PRESIDENTE EDUARDO CUNHA

DOMASI FIM

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSSÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Anexo 28

CÂMARA DOS DEPUTADOS
PRIMEIRA SECRETARIA

Ofício 1SECM/RI n.º 323/00 Brasília, 04 de fevereiro de 2000.

Senhor Deputado,

De ordem do Senhor Primeiro-Secretário, Deputado UBIRATAN AGUIAR, encaminho a Vossa Excelência, em anexo, cópia do Aviso nº 19/MME, de 03.02.00, do Ministério de Minas é Energia, prestando esclarecimentos sobre os quesitos constantes do Requerimento de Informação nº 1.509 de 1999, de sua autoria

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

Atenciosamente,

DIOGO ALVES DE ABREU JÚNIOR
Chefe de Gabinete

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Sua Excelência o Senhor
Deputado WALTER PINHEIRO
Gabinete nº 274 – Anexo III
CÂMARA DOS DEPUTADOS

Aviso nº 19 /MME , 3/2/2000

Senhor Primeiro Secretario,

Encaminho a Vossa Excelência as informações anexas, fornecidas pela Petróleo Brasileiro S/A - PETROBRAS, por intermédio do GAPRE 694/99 , em atendimento ao Ofício PS/RI nº 097/2000, de 13 de janeiro de 2000, referente ao Requerimento de Informação n.º 1.509/99, de autoria do **Deputado WALTER PINHEIRO (PT-BA).**

Atenciosamente,

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

RODOLPHO TOURINHO NETO
Ministro de Estado de Minas e Energia

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

À Sua Excelência o Senhor
Deputado UBIRATAN AGUIAR
Primeiro Secretário da Câmara dos Deputados
BRASÍLIA-DF.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

GAPRE-634/99

Rio de Janeiro, 23.12.99

Ilmº Sr.
Fernando Figueiredo de Abranches Filho
Assessor Chefe
Assessoria Parlamentar – Gabinete do Ministro
Ministério de Minas e Energia
Brasília – DF

Assunto: **Contratos de Afretamento e Prestação de Serviços**
Resposta ao Requerimento de Informação nº 1 509/99, de 01.12.99
Deputado Federal Walter Pinheiro

Ref.: **Ofício nº 240/99-ASPAR/GM/MME, de 06.12.99**

Senhor Assessor Chefe,

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
DIRETOR

Em atendimento a seu ofício em referência, apresentamos, para sua consideração, os elementos necessários para integrar Aviso do Sr. Ministro ao parlamentar supra mencionado.

Primeiramente, cumpre esclarecer que as perguntas abrangem dois tipos diferentes de plataformas: **sondas de perfuração e unidades de produção.**

Assim sendo, para melhor compreensão, as respostas às indagações formuladas serão apresentadas separadamente, referindo-se aos contratos de afretamento e prestação de serviços de perfuração para as **sondas de perfuração**, chamadas Amethyst 2 a 7, e às **unidades de produção**, chamadas Petrobrás-xx, ou P-xx.

As **sondas de perfuração** Amethyst 2 a 7 são afretadas pela Petrobrás à empresa prestadora de serviços por um período de tempo pré-acordado, visando à perfuração de poços de petróleo. As sondas pertencem às contratadas, e não há previsão de compra pela Companhia ao final dos contratos.

Conforme contratualmente previsto, os pagamentos da Petrobrás serão efetuados mensalmente, proporcionalmente aos dias efetivamente trabalhados, após a aprovação das sondas nos testes de campo e o início das operações. Tendo em vista que as citadas sondas ainda não foram submetidas à Companhia para os testes de campo, nenhum pagamento foi realizado até o momento, pela Petrobrás, às contratadas.

Os contratos são decorrentes de processos licitatórios, conduzidos sob a égide da Lei nº 8 666/93, os quais permitiam também a apresentação de propostas de sondas a construir, em função do esgotamento do mercado mundial desses equipamentos naquela ocasião. Enfatizamos, porém, que a propriedade das sondas Amethyst é das

GABINETE DO PRESIDENTE
Av. República do Chile, 65 - 23º andar
Tel.: (21) 534.1000 Fax.: (21) 534.1018
CEP 20035-900 Rio de Janeiro RJ Brasil

contratadas, e não da Petrobrás, mera afretadora, sem nenhuma responsabilidade com relação às suas construções, seja técnica ou financeiramente.

Passamos, após esta breve introdução, a responder às indagações do parlamentar:

P.1) Quais foram os critérios adotados para a qualificação das empresas concorrentes ?

Para a habilitação nas licitações, foi exigida dos interessados, nos termos da Lei nº 8 666/93, documentação relativa às habilitação jurídica, regularidade fiscal, qualificação econômico-financeira e qualificação técnica, sempre em conformidade com as orientações dos órgãos jurídico (SEJUR) e financeiro (SEFIN) da Companhia. Empresas com situação regular no Cadastro da Petrobrás, no item pertinente, são automaticamente habilitadas.

P.2) Quais as empresas qualificadas em todos os certames ?

Para as **sondas de perfuração**, foram realizadas cinco diferentes licitações, todas na modalidade de concorrência internacional. As empresas habilitadas foram: Falcon, Neddrill, Marítima, Diamond, Safe Jasminia Sedco e Queiroz Galvão.

Quanto às **unidades de produção**, apresentamos o quadro abaixo:

P-19
1- Consórcio Indústrias Verolme-Ishibras (IVI) / Sade Vigesa S.A.
2- Consórcio Construtores Offshore Associados – COA
P-25
1- Consórcio Ultratec / UTC
2- Consórcio Montreal / Sade / Oceaneering / Aker
3- Sembawang
4- Consórcio Teneage / Fels
5- Consórcio Mendes Júnior / Setal Lummus
P-26
1- Consórcio Ultratec / Teneage / Stena
P-27
1- Fels
2- Teneage
3- Consórcio IVI / Sade Vigesa
4- Consórcio Ultratec / UTC
5- Consórcio Setal / Stena

É COPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A
PETROBRAS

GAPRE- 634 /99

P-31

1- Consórcio IVI / Sade Vigesa / Icsa
2- Consórcio Teneage / Fels
3- Hyundai
4- Consórcio Ultratec / Lisnave / UTC
5- Consórcio Astano / Steau / Setal
6- Consórcio Modec / Mitsui
7- Sembawang

P-32

1- Astilleros Españoles S.A.
2- Consórcio Hyundai Heavy Industries Co., Ltd. / Hyundai Mipo Dockyard Co., Ltd.
3- Consórcio Indústrias Verolme-Ishibras (IVI) / Sade Vigesa S.A.
4- Consórcio Teneage -Técnica Nacional de Engenharia / FELS - Far East Levingston Shipbuilding Ltd.
5- Consórcio Ultratec Engenharia S.A. / Lisnave - Estaleiros Navais de Lisboa S.A.

P-33

1- ABB Lummus Global Inc.
2- Consórcio Astano / Jaakko Poyry / Maritima / Technit
3- Hyundai Heavy Industries Co., Ltd.
4- Jurong Shipyard Limited
5- Consórcio Teneage / Fels
6- Consórcio Ultratec / UTC / Lisnave

P-35

1- Consórcio Teneage / Fels
2- Consórcio Astano / Jaakko Poyry / Maritima / Technit
3- Consórcio Ultratec / UTC / Lisnave
4- Jurong Shipyard Limited
5- Hyundai Heavy Industries Co., Ltd.

P-37

1- Consórcio Maritima / Modec
2- Hyundai Heavy Industries Co., Ltd.
3- Jurong Shipyard Limited
4- Consórcio Teneage / Fels

P-38

1- Mitsubishi Corporation

P-40

1- Mitsubishi Corporation

P-47

1- Consórcio Aesa / Maritima
2- Hyundai
3- Consórcio Ultratec / UTC
4- Daewoo

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

GABINETE DO PRESIDENTE
Av. República do Chile, 65 - 23º andar
Tel.: (21) 534.1000 Fax.: (21) 534.1016
CEP 20035-900 - Rio de Janeiro - RJ - Brasil

P.3) O que se entende pela expressão " ordem superior" utilizada para justificar a reinclusão da empresa Marítima, no certame licitatório da Plataforma P-37? Qual foi a autoridade da empresa que autorizou tal expediente?. Qual dispositivo legal que embasa tal expediente?

Ordem superior é a ordem advinda do Órgão de hierarquia imediatamente superior àquela do Órgão que conduziu a licitação, no caso o Superintendente do Serviço de Engenharia da Petrobrás. O dispositivo legal que embasa tal expediente é a Lei nº 8 666/93, artigo 109, parágrafo 4º.

P.4) Houve aditamento de prazos ou valores nas licitações promovidas a partir de 1993? Porque? Quais?

A Petrobrás comprometeu-se, ao final do termo das sondas Amethyst 5, 6 e 7, a prorrogar os prazos contratuais por dois, um e dois anos, respectivamente. Esse compromisso foi firmado de forma a garantir a extensão do prazo de validade das propostas, ainda no transcorrer dos processos de contratação, com o devido respaldo do Serviço Jurídico da Companhia, em função de sua atratividade comercial.

Alterações de projeto decorrentes de melhorias operacionais, introdução de novas tecnologias , incertezas dos dados do campo e mudanças de estratégias para atingir metas de produção da Companhia, foram os principais motivos dos aditamentos nos Contratos das **unidades de produção**.

P.5) Quais foram as empresas vencedoras das licitações para construção de plataformas e os respectivos valores contratuais acordados, os prazos de entrega e a capacidade das plataformas contratadas?

A tabela abaixo traz as informações relativas aos contratos de afretamento e de prestação de serviços de perfuração das sondas Amethyst 2 a 7. Ressaltemos que os contratos prevêem datas de início das operações, não sendo adequada a expressão "*prazo de entrega*", uma vez que as sondas perfurarão poços para a Petrobrás, na posse e sob a responsabilidade da contratada.

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

EDITAL	EMPRESA VENCEDORA	VALOR CONTRATUAL (US$)	DATA PARA INÍCIO DAS OPERAÇÕES	LÂMINA D'ÁGUA (m)
101.0.026.96-2	Marítima	213.873.668,00	29.09.98	1 200
101.0.026.96-2	Marítima	221.352.916,00	29.09.98	1 200
101.0.005.97-7	Marítima	313.570.372,11	17.06.99	1 000
101.0.001.97-6	Marítima	250.284.858,95	06.07.99	1 200
101.0.016.97-5	Marítima	328.208.265,74	29.12.99	1 200
101.0.015.97-2	Marítima	352.790.692,50	29.12.99	1 200

As informações solicitadas referentes às **unidades de produção** são apresentadas na tabela que segue:

EDITAL		EMPRESA VENCEDORA	VALOR CONTRATUAL (US$)	DATA DO TÉRMINO DO CONTRATO	CAPAC. PROD. UNIDADE (BOPD)
821-9-002-94	P-19	IVI/SADE/VIGESA	165.532.660,00	21.09.97	100 000
846-9-016-93	P-25	ULTRATEC	82.028.079,02	09.10.96	100 000
821-9-003-95	P-26	TENENGE/ ULTRATEC	177.000.000,00	31.07.98	100 000
576-9-003-95	P-27	FELS	99.980.000,00	14.05.98	43 000
846-9-021-95	P-31	IVI/SADE/VIGESA	163.000.021,00	11.01.98	100 000
821-9-004-95	P-32	AESA	93.000.000,00	05.07.97	100 000
821-9-006-95	P-33	HYUNDAI	154.993.000,00	29.12.98	50 000
9574-001-94	P-34	ASTANO	115.249.964,00	05.12.97	45 000
821-9-007-95	P-35	HYUNDAI	195.523.408,00	20.07.98	100 000
Negociação Direta	P-36	PETRO DEEP	356.500.000,00	22.11.98	180 000
821-9-008-96	P-37	MARÍTIMA/ MODEC	288.888.000,00	27.09.99	150 000
Negociação Direta	P-38	MITSUBISHI CORP.	159.680.894,00	18.12.99	------
Negociação Direta	P-40	MITSUBISHI CORP.	314.258.250,00	07.10.99	150 000
846-9-025-97	P-47	AESA/ Marítima	128.400.000,00	19.03.99	------

P.6) Houve caso de dispensa ou inexigibilidade de licitação na contratação de construção de plataformas? Quais as justificativas?

Nos casos da P-38, P-40 e P-36, houve inexigibilidade de licitação, com base no Artigo 25 da Lei nº 8 666/93.

P.7) Quem são os donos da Marítima? Existem ex-funcionários da Petrobrás na sua composição acionária, ou no quadro de técnico ou diretores?

De acordo com a última Alteração e Consolidação do Contrato Social da Marítima, registrada na Junta Comercial em 27.04.99, constante na última renovação no cadastro da Petrobrás, os donos da empresa são a Rainier Engineering Ltd. (87 %), e os Srs. German Efromovich (6,5 %) e José Efromovich (6,5 %). Quanto a ex-empregados da Companhia trabalhando nas contratadas, este não é um fator que a Petrobrás verifique em suas contratações.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

P.8) Porque as acusações feitas pelo jornalista Hélio Gáspari sobre irregularidades e prejuízos nas compras de plataformas marítimas para exploração de petróleo não foram contestadas judicialmente pela empresa se a empresa não confirma a sua veracidade?

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR

A Petrobrás tem prestado aos órgãos de imprensa todas as informações pertinentes ao assunto, procurando, dessa forma, manter a sociedade informada, de acordo com os princípios de transparência que o assunto requer.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS
GAPRE- /99

P.9) Com base em que autorizou o Sr. Luiz Carneiro a prorrogação do prazo de 180 dias para 540 dias a entrega das plataformas encomendadas pela empresa? Qual o motivo da dilação do prazo?

Conforme parecer do Serviço Jurídico da Petrobrás, confirmado por parecer emitido por escritório de advocacia independente, o documento então encaminhado, referente a prorrogação de prazo de 180 para 540 dias, não tem validade legal, uma vez que, dentre outros aspectos, o contrato só pode ser modificado por meio de aditivo.

P.10) Quais os processos criminais, abertos para averiguar as denúncias da imprensa?

Não foi aberto, pela Petrobrás, nenhum processo criminal para averiguar as denúncias da imprensa.

P.11) A Petrobrás tinha seguro para cobrir os prejuízos provocados pelo atraso das plataformas e/ou o aumento dos custos destas plataformas? Em caso positivo declarar se houve contestação da seguradora? Porque não havia seguro e qual o responsável pela sua contratação ou não contratação?

Os atrasos até agora efetivamente ocorridos não trouxeram prejuízos à Petrobrás em função das ações preventivamente adotadas, quais sejam, as contratações das sondas V. Shashin e Treasure Legend. Cabe ressaltar que os contratos prevêem penalidades em caso de atrasos, a serem aplicadas em rigorosa obediência aos termos contratuais.

P.12) O que se entende por Procedimentos Licitatórios Simplificados da Petrobrás, e qual o seu esteio, ou justificação, legal para ter sido adotado?

O Regulamento do Procedimento Licitatório Simplificado da Petrobrás foi aprovado pelo Decreto nº 2 745, de 24.08.98, pelo Exmº Sr. Presidente da República, tendo em vista o disposto no artigo 67 da Lei nº 9 478, de 06.08.97.

P13) Houve a contratação de navios petroleiros para o armazenamento de petróleo? Qual o valor dos contratos? Qual a justificativa dos contratos e da dispensa de licitação se houver alguma?

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

Os dois ex-petroleiros, atualmente convertidos em *FSO* (*Floating, Storage and Offloading*), contratados com a finalidade de armazenamento de petróleo, foram as unidades P-38 e P-47, cujos dados estão descritos na resposta à indagação 5.

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Esperando havermos atendido ao requerido, apresentamos nossas

Cordiais saudações,

ANTONIO CLAUDIO PEREIRA DA SILVA
Chefe do Gabinete do Presidente

GABINETE DO PRESIDENTE
Av. República do Chile, 65 - 23° andar
Tel.: (21) 534.1000 Fax.: (21) 534.1018
CEP 20016-900 - Rio de Janeiro, RJ - Brasil

VOTO DO VICE-PRESIDENTE EDUARDO CUNHA

COMARE MT

Anexo 29

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

PETROBRAS

CÓPIA PERÍCIA
360
457

SISTEMA PILOTO DE MARLIM SUL

RELATÓRIO DE MISSÃO AO EXTERIOR

E & P / SEGEN / CENPES

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOGÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

SETEMBRO / 1995

13º OFICIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Nº Acesso
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 220-8428
Certifico que a presente é cópia fiel do original que foi exibido.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - LEVC - 116
Válido somente com selo de Fiscalização. - Total R$.2,53
Ofício de Jesus
Serventia Substituta
CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BSK 27307

Fls. 460

458

1)INTRODUÇÃO

A missão ocorreu no período de 25 / 08 / 95 a 08 / 09 / 95 e contou com a participação dos seguintes técnicos:

E & P :

. André Jacques de Paiva Leite	GERPRO/GETINP/GESEM.
. Nelson José G. Guimarães	BC - GEPRO/GECPRO

SEGEN :

. Eduardo Karrer	EMCOP / SUPROJ

CENPES :

. Deborah M. Mattos	DIPREX / SEPRE

CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DEPTO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Para a confecção do presente relatório, optou-se por apresentar as conclusões e recomendações referentes às análises de projetos e embarcações para o piloto de Marlim Sul destacadas das conclusões e recomendações referentes à DB-100, como se depreende do Índice Geral.

Após o retorno da missão, houve um desdobramento a partir de novos dados gerados pelo GT do EVTE de Marlim Sul, formado durante nossa ausência, além de duas reuniões técnicas com a Smedvig que veio ao Brasil numa tentativa de acelerar o processo de negociação. Esse desdobramento foi adicionado ao final da parte de conclusões e recomendações referentes ao piloto.

13º OFICIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Nº ieccses
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 224-0823
Certifico que a presente é cópia fiel do original que foi exibido.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - LEVC - 116
Válido somente com selo de Fiscalização. - Total R$.2,53
CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BSK 27306

459

7) ANÁLISE DA DERRICK BARGE DB-100:

7.1) Aspectos técnicos:

A DB-100 é uma balsa guindaste de propriedade da Heeremac (associação entre Mc Dermott e Heerema), construída em 1979 pela Hyundai Heavy Industries e, atualmente, encontra-se em Cingapura, após a realização de seu último trabalho, na Austrália, terminado em fev/95.

A balsa é utilizada em operações de heavy-lift e lançamento de dutos rígidos, além de servir de apoio a hotelaria (flotel). Seu índice de utilização desde sua construção até 1993 foi de apenas 40%, o que, do ponto de vista de fadiga estrutural é bastante positivo.

Segundo informações obtidas in loco, o último survey foi realizado em fev/94, durante o qual foram trocadas 30-40t de aço devido a danos ocasionados por colisão. Foram também realizados alguns reparos de solda nas conexões.

A superestrutura é composta de três níveis, sendo um abaixo do convés principal. A salvatagem é constituída de baleeiras para 100% da lotação em bombordo e 100% em boreste. Chama a atenção as grandes dimensões das salas comunitárias, oficinas e almoxarifados

O estado atual da embarcação é bom. Seu convés principal é revestido por toras de madeira na sua maior parte. A parte inferior do convés, bem como as colunas internas estão bem conservados. O mesmo pode-se dizer do interior das colunas (apenas uma foi visitada).

Todas as colunas possuem casco duplo, com uma distância de 2,28 m entre elas (Diâmetro externo 11,43 m e interno 6,86 m).

A embarcação possui 8 guinchos de ancoragem movidos por motores elétricos de corrente contínua, com capacidade de tração de 294 t por linha. Cada coroa conta com motor individual.

As bombas de lastro, num total de 10, estão dimensionadas para uma vazão de 700 m^3/h cada, e estão posicionadas da seguinte forma:

- 2 na coluna 1 bombordo e boreste
- 2 na coluna 4 bombordo e boreste
- 2 na coluna central do flutuador central

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

As principais características da balsa são apresentadas no quadro a seguir.

ITEM	DB-100
Construtora	Hyundai Heavy Industries
Data do fim da construção	1979
Deslocamento operacional (t)	58.500
Dimensões L x B x D (m)	123.75 x 83.82 x 39.62
N. e dimensões dos flutuadores (m)	2 x (123.75 x 15.24 x 9.14) 1 x (60.2 x 15.24 x 9.14)
N. de colunas	5 bombordo + 5 boreste + 3 centrais na região do guindaste
Altura e diâmetro das colunas (m)	24.38 x 11.46
Dimensões do convés (m)	121.92 x 78.03 x 6.1

Fls. nº 12
460

Calado de operação (m)	21.34
Calado de trânsito (m)	8.23
Área livre de convés (m²)	aprox. 6.000
Carga de convés (com o guindaste) no calado de operação (t)	2.750
Ancoragem	8 x 3 1/8 " (amarra) / âncora 20t
LDA de projeto (m)	300
Capacidade elétrica instalada (MW)	4 x 1400kW
Capacidade da caldeira t/h @ kgf/cm²	48,081 @ 17.5
Acomodações	548 com possibilidade de adição temporária de 166
Capacidade dos blocos do guindaste principal	principal 1814mt @ 28.96m fixos sobre a popa 1451mt @ 35.05m girando 1088mt @ 47.24m girando auxiliar 680mt "whip" 227mt
Guindaste auxiliar	1 x Manitowoc 4600 capacidade 22.68mt @ 27.43m
Heliponto	para S61N

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

A análise da balsa indicou os resultados apresentados a seguir:

- O estado geral da balsa é muito bom e, devido ao seu baixo índice de utilização (~40%), além de ter sido projetada para trabalho pesado, não deve apresentar problemas de fadiga estrutural;
- A balsa apresenta uma grande área livre de convés, além de enormes espaços livres no convés inferior, estimando-se que possa acomodar uma planta de processo da ordem de 150.000 Bopd;
- A carga de convés, da ordem de 2.750 t (atentar para o fato que esse dado se baseia num estudo de estabilidade feito pela regra antiga, anterior ao MODU '89, para condições ambientais diferentes das de Campos), aumentará significativamente com a remoção do guindaste, devendo atender à carga da planta de 150.000 Bopd;
- As colunas de casco duplo fornecem uma barreira para os casos de alagamento de coluna e, portanto, não deverá ser difícil atender aos novos critérios de estabilidade (MODU'89);
- A grande limitação da balsa se refere ao sistema de ancoragem que deverá ser adaptado de acordo com a lâmina d'água do local de instalação, ressaltando-se que a grande área exposta da unidade e dos risers que virá a receber, aliada à sua massa, provocará uma força de arraste muito grande que certamente levará à necessidade de um upgrade significativo no sistema, e aumento do número de linhas de ancoragem;

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

7.2) Conclusões e recomendações (relativas à DB-100 apenas):

- O limite de ano de construção de semisubmersíveis a serem convertidas para produção da Petrobras, conforme as últimas licitações, é 1.980. Esse limite foi fixado

JUNTAR

ANEXO 32

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

DISTRIBUIDO A	DATA
	/ /
	/ /
	/ /
	/ /
	/ /

SECON
SECEJUR
SEPLAN

Ao Dr. Orlando.

Peço o exame do Sefin para o texto do contrato que pretendemos celebrar com a Mitsubishi.

15.07.97

Ao SEFIN

p/ Dr. Index

BRENO CALDEIRA
Assist. Chefe de GDOGF
Mat. 6W3.780-6

16.VII.97

[redacted]

PETROBRAS GDOGF	PROT.	Nº 5177 Em 15/7/97
CÓDIGO 1.1.2		
DISTRIBUÍDO A		DATA
		/ /
		/ /
		/ /
		/ /
		/ /

Ao Dr. Orlando Rocha
Superintendente de Operações
Financeiro

SUP/DIPLAC — 17/7

Favor analisar e informar solicitado pelo Diretor. Já solicitamos ao SEJUR.

Superintendente do Serviço Financeiro 18/7/97

Diretor Vilarinho,

Atendendo sua solicitação o SEFIN analisou a minuta de contrato para o possível afretamento com opção de compra ("BAREBOAT CHARTER") da plataforma PB-200. Verificamos que, do ponto de vista financeiro, em linhas gerais, os termos da referida minuta seguem os padrões adotados em contratações semelhantes sendo, portanto, aceitáveis.

2. Consultamos igualmente o SEJUR, parecer anexo, que entendeu ser aceitável o esquema de aquisição proposto.

3. Outrossim, observamos que certas condições definidas no texto da minuta de contrato são passíveis de aprimoramento e, desta forma, deverão ser negociadas com a MITSUBISHI na ocasião oportuna.

MARCIO EIRAS MORAES
Superintendente do Serviço Financeiro
21/07/97

CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA/RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Selo BSK 27246

Reconheço a(s) firma(s) de Marcio Eiras Moraes
Rio de Janeiro, 24-JUL-1997 Total R$:2,53
Selo(s) de Autenticidade: BSK27246

1º OFÍCIO DE NOTAS - Notário - Tel.: 224-8423
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - RJ - Cópias
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - exibido
Certifico que a presente foi extraída
do original em 25 de Dezembro de 2000
Rio de Janeiro, - Subst. Auto - LFL - 47
RICARDO DE JESUS GOMES - Subst. Auto - LFL - 47
Válido somente com selo de Fiscalização.

CERTIDÃO FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

461

3613

VOTO DO VICE-PRESIDENTE EDUARDO CUNHA

EM BRANCO

Anexo 30

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

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

Rio de Janeiro, 8 de abril de 1997.

SEGEN / EMBAR - 021 /97

MITSUBISHI CORPORATION
Mr. Hamano
Rio de Janeiro - RJ

Assunto: Negociação da PB-200 (DB -100)

Estamos encaminhando, em anexo, uma cópia do documento "SPECIFICATION", que é uma revisão do documento enviado anteriormente, através da carta SEGEN / EMBAR - 012 /97, de 06/02/97 enviada a ISOTEC ENGENHARIA.

Este documento contém a nova descrição dos principais requisitos a serem modificados, na documentação da P-37 de Marlim, para que a plataforma possa ser convertida para operação no campo de Marlim Sul.

Nos colocamos a disposição para quaisquer esclarecimentos que se façam necessários.

Atenciosamente,

Roberto F. Orzechowsky
Chefe do SEGEN/EMBAR

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

13º OFICIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Nº iccccnia
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 224-8423
Certifico que a presente é cópia fiel do original que foi exibido.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto
Válido somente com selo de Fiscalização.

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS
CORREGEDORIA GERAL
DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
BRT 35194

Recebido em 08/04/97

anexo: 1-"Specification"

BRASOIL

13º OFICIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Nº ICCC
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 224-8
Certifico que a presente é cópia
do original que foi exibido
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2006
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - PRMJ - 75
Válido somente com selo de Fiscalização. - Total R$.2,53
CORREGEDORIA GERAL
DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BRT35195

SPECIFICATION

1. Introduction

This annex is composed of all documents already issued by BRASOIL for the P-37 bid process, that are included in the compact disc "UNIDADE ESTACIONÁRIA DE PRODUÇÃO P-37" (rev.A), issued in August 1996.

However, the following requirements, which are different from those specified for P-37, shall be taken into account to convert the PB-200 semi-submersible platform (previously named DB-100) into the first production unit for the South Marlim field (P-40).

2. General Description.

The South Marlim field is located in Campos Basin, at a water depth of 800 to 2.600 m

This field will be developed in three phases: Pilot phase, Phase I and Phase II.

The Pilot phase covers only the first three years of Phase I production system. Phase I (for which this present conversion will be made) covers the exploitation of the shallow part of the reservoir (water depths up to 1.500 m). Phase II will be defined later.

The PB-200, from now on called P-40, shall have a capacity to produce and treat 150.000 BPD of oil, to compress 6.000.000 Nm^3/d of gas and to inject up to 35.000 m3/d of water in the reservoir.

The oil shall then be exported to an FSO ship, approximately 5,7 km away from the platform, through two 12" oil pipelines. The FSO will be a VLCC.

The dehydrated gas shall be exported to PNA-1 platform, via a 43 km long, 12" gas pipeline and then to shore, without recompression. There shall also be a 6" gas export line to the FSO, to be consumed in its gas engines.

3 Production Facilities

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

3.1 General Design Data

Number of production wells	#	13 + 7 (spare)
Number of injection wells	#	09 + 5 (spare)
Gas compression capacity	Nm^3/d	6.000.000
Water injection capacity	m^3/d	35.000
Lift-gas total flow	m^3/d	2.000.000
Gas-lift / export pressure	kPa abs	19.613
Kick-off pressure (*)	kPa abs	25.101
Water injection pressure	kPa abs	14.710
Platform water depth	m	1.080
Heading (related to true north)	°	5

Recebido ... 08/04/97

1º OFÍCIO DE NOTAS - LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Nº iccnli
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 224-9423
Certifico que a presente é cópia fiel
do original que me foi exibido.
Rio de Janeiro, 05 de dezembro de 2008
RICARDO DE JESUS GOMES
Válido somente com selo de Fiscalização
CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BRT 35156

(*) Only for piping system. Kick-off compressor shall not be supplied

3.2 Reservoir

- Saturation Pressure (kPa abs)	: 25.077
- Reservoir "shut in" pressure (kPa abs)	: 11.868
- Temperature (^{0}C)	: 65 - 70

3.3 Wells

All wells shall be directly connected to the platform.

3.4 Fluid

- ^{0}API	: 20 - 25
- Viscosity (dry)	: 27.1 cSt @ 37.8 °C / 22.4 cSt@ 42.2 °C / 16.9 cSt @ 50 °C
- Emulsion oil visc.	:10000 cSt @ 10°C / 4000 cSt @ 20°C/ 2000 cSt @ 30°C / 1000 cSt @ 40°C
- Pour point (^{0}C)	: -30

- TYPICAL WELL FLUID COMPOSITION

COMPONENT	% MOL	COMPONENT	% MOL
N2	0.32	C6	1.37
CO2	1.42	C7	2.38
C1	53.76	C8	2.85
C2	4.35	C9	2.38
C3	3.79	C10	2.18
iC4	0.70	C11	1.91
nC4	1.87	C12+	18.78
iC5	0.84	MW C12+	608
nC5	1.10	DENS C12+	0.944

3.5 Production and Injection Curves

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

YEAR	PRODUCTION (M^3/D)		INJECTION (M3/D)
	OIL	WATER	WATER
1999	10359	16	9045
2000	10793	28	11404
2001	18329	283	21377
2002	23480	946	30038
2003	22729	1619	29326
2004	21506	2499	25035
2005	18374	4065	24674
2006	15609	5917	24334
2007	13514	7761	23945

2008	11555	9474	23380
2009	9548	10622	22182
2010	7313	9452	20100
2011	5973	8736	17882
2012	5094	8533	16273
2013	4240	7454	14169
2014	3321	5920	10587
2015	2747	5232	11202
2016	2499	5553	11264
2017	2221	5211	11028
2018	2081	4746	9912
2019	1745	4821	10391

NOTE: LIQUID FLOW RATE SPECIFIED AT 15.6 °C AND 101.3 kPa abs.

3.6 Gas curves

YEAR	(MM^3/D) PRODUCTION	(MM^3/D) LIFT GAS	(MM^3/D) TOTAL
1999	1149	407	1556
2000	1191	433	1623
2001	2014	778	2792
2002	2567	1097	3664
2003	2491	1161	3652
2004	2367	1234	3601
2005	2059	1307	3366
2006	1783	1445	3229
2007	1572	1620	3191
2008	1367	1787	3154
2009	1141	1884	3026
2010	879	1636	2515
2011	708	1498	2206
2012	576	1468	2044
2013	464	1290	1754
2014	352	1034	1386
2015	284	913	1197
2016	259	949	1208
2017	230	885	1115
2018	218	812	1031
2019	212	823	1035

NOTE : GAS FLOW RATE AT 20 °C AND PRESSURE OF 101.3 kPa abs.

3.7 Oil Process

3.7.1. Production Manifold

LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - 13º OFÍCIO DE NOTAS - Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 224-8423
Certifico que a presente é cópia fiel do original que me foi exibido no 13º Ofício de Notas
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2019 Em Testemunho da Verdade
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - Escrevente Substituto
Válido somente com selo de Fiscalização. Total R$ 2,53
CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ SELO DE FISCALIZAÇÃO Nº BRT 35187
É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIRAGIBE GUSMÃO DIRETOR DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

3614

All the wells shall be connected with both production headers.

Paraffin deposits are expected in the production lines. So, individual pig launchers for each well two (2) pig receivers for all wells shall be foreseen.

3.7.2. Oil Heating

The heating system shall be able to handle the new conditions.

3.7.3. Separators/Oil Dehydrators

The maximum water content in the oil shall be 15% (vol.)

The Test Separator shall be designed according to the same parameters of the Producti Separators, except the following items:

Liquid flow rate: 5.000 m^3/d at 15,6 °C and 101.3 kPa abs
Gas flow rate: 850.000 m^3/d at 20 °C and 101.3 kPa abs

The Coriolis law based flow meter shall have a maximum reading error of, approximately, 0.5%.

The Oil Dehydrators shall attend the following requirements:

- all internal components shall be entirely removable;
- an internal coil shall be supplied to allow paraffin deposits removal, during operation interruption The heating medium shall be hot water. The oil shall be heated from 25°C to 40°C in a maximum 2 hours;
- all instrument nozzles shall be installed so that they can be easily read;
- all level switches and stand-pipe nozzles shall be located as far from fluid inlet nozzle as possibl to avoid the influence of turbulence.

The Oil Dehydrators shall be installed under the Production Separators.

3.7.4. Export Pumps

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

The export pumping system shall attend the following conditions:

	DISCHARGE PRESSURE (kPa abs)	
FLOW RATE (m^3/d)	1 x 12"	2 x 12"
16.000	5.982	-
24.000	-	4.020

Crude Oil Booster Pumps and Crude Oil Pipeline Pumps shall preferably be the same model and manufacturer. One stand-by set (booster + main) shall be installed.

3.7.5. Oil Metering / Exportation

The exported oil flow meter shall have a precision of, at least, 1%. A flow meter shall be inst each of the 12" export line. A stand-by flow meter shall be installed, which may be used fo export lines.

Two 14" pig launchers shall be installed.

3.8 Gas Process

A 6" diameter 5,7 km long export gas pipeline shall be foreseen, from the platform to the FSO

3.8.1. Safety Gas K.O. Drum

The capacity of this drum shall be 6.000.000 m^3/d.

3.8.2. Gas Compression

The following requirements shall be attended:
Quantity of turbocompressors: 3 x 2.000.000 m^3/d (20°C e 101.3 kPa abs) (1 stand-by)
Total installed capacity: 6.000.000 m^3/d (20°C e 101.3 kPa abs)
Suction pressure: 912 kPa abs
Discharge pressure: 19.613 kPa abs
Inlet temperature: 40 °C
Third stage outlet temperature: 37,5 °C (maximum)
Gas molecular weight: 18.5 (design)

Each compressor shall have its process and lubrication skid and a heat recovery unit.

The gas processing utilities and facilities shall be sized to attend the total ca 6.000.000 m^3/d.

The compressor performance shall be guaranteed to the flow of 2000000 m^3/d at packag 20 °C and 101.3 kPa abs) with gas molecular weight of 18.5, according to the foll composition:

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

COMPOSITION	MOL %	COMPOSITION	MOL %
N_2	0.16	C_6	0.36
CO_2	0.10	C_7	0.03
C_1	90.86	C_8	0.02
C_2	4.44		
C_3	2.05		
iC_4	0.49		
nC_4	0.93		
iC_5	0.25	MOL. WEIGHT	18.5
nC_5	0.30		

3.8.3. Gas Recovery from Atmospheric Separator

1º OFÍCIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - DO Cartório
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 224-8423
Certifico que a presente é cópia fiel do original que foi exibido
Rio de Janeiro, 05 de 1º Ofício de Notas
RICARDO DE JESUS GOMES - SUBSTITUTO
Válido somente com selo de Fiscalização
Escrevente Substituto
CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BRT 3519

Flow Rate: 125.000 Nm^3/d

3.8.4. Gas Dehydration Requirements

Number of TEG Contactors: 2
Flow Rate: 3.000.000 m^3/d each (20ºC e 101.3 kPa abs)
Maximum water concentration: saturated at flow conditions
Dew point: -5ºC at 19.613 kPa abs

3.9. Produced Water Treatment

A "blow case" vessel shall be installed, to operate in case the caisson pump fails.

The discharge overboard shall have a maximum temperature of 40ºC .

3.10 Water Injection System

The system shall be designed for a capacity of 35.000 m3/d.

The booster and main pumps shall be preferably the same model of the same manufacturer.

The filtering system shall guarantee a minimum particle size retention of 5 micra.

3.11 Chemical Products Injection

The tanks shall be sized to store, at least, 14 days consumption of chemical injection products.

3.12 Utilities

É CÓPIA FIEL DO ORIGINAL

All utility systems shall be adapted to attend the new process plant conditions.

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

3.12.1 Electrochlorination

The electrochlorination unit shall also attend the potable water system (after the U.V. unit). The system to be used shall be based on sea water electrolysis.

3.12.2 Compressed Air System

The compressed air traps shall be of the inverted bucket type.

3.12.3 Flare System

- The high pressure system shall attend the following requirements for continuous relief:

Maximum - 3.100.000 m3/d
Minimum - 100.000 m3/d

- The low pressure system shall attend the following requirements for continuous relief:

Maximum - 350.000 m3/d
Minimum - 5.000 m3/d

3.12.4 Electric Energy Generation

If the existing generation system has not enough capacity to attend the new whole platform electri demand, two (2) turbogenerators shall be installed, each one with enough capacity to attend thi demand, i.e., one turbogenerator shall be a stand-by unit. The new electric turbogenerators shall b supplied by BRASOIL. This scope of supply is described in item 2.1 of ET-TECHNICAI REQUIREMENTS FOR TURBOGENERATOR (ET-3010.40-5140-332-PPC-001).

The emergency generation system shall have enough capacity to attend one crane in continuous operation condition, as far as all loads established in ET-Maritime Production Installations Safety Philosophy.

4. NAVAL DESIGN

The maximum mooring radius shall be 2000 m.

All the following materials and services, related to the mooring system, shall be supplied by BRASOIL: winches, mooring lines, piles, chain stoppers, fair leads, accessories and installation at final location.

5. SOUTH MARLIM DOCUMENTATION PHILOSOPHY

All systems and items not described in detail, but that have to be modified as a consequence of the adaptation of P-37 (Marlim) to P-40 (South Marlim) described in this document, shall be under the CONTRACTOR's responsibility.

Nunca vi uma especificação tão sumária

Recebido em 08/04/97

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

1.º OFÍCIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - 1.º Ofício de Notas
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 220-8427
Certifico que a presente é cópia fiel do original que foi exibido.
Ricardo de Jesus Gomes
Escrevente Substituto
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - PRAZ - 75
Válido somente com selo de Fiscalização. - Total R$ 2,53

CORREGEDORIA GERAL
DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BRT 35181

VOTO DO VICE-PRESIDENTE EDUARDO CUNHA

Anexo 31

É CÓPIA FIEL DO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

RELATÓRIO DA

COMISSÃO DE SINDICÂNCIA

CONTRATAÇÃO DA P-38 E P-40

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

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

Ao: Diretor Antônio Luiz Silva de Menezes

Da: Comissão de Sindicância

Referência: DIP GDAM-20.067/2000

Assunto: Apuração das inconformidades levantadas pela Auditoria Interna (AUDIN) na contratação das unidades P-38 e P-40

RELATÓRIO DA COMISSÃO

Em atendimento à determinação contida no DIP da referência, submetemos à apreciação de V.Sª. o resultado do trabalho realizado.

Esta Comissão adotou o procedimento de ouvir, mediante registro, os empregados e ex-empregados que participaram, direta ou indiretamente, na contratação daquelas Unidades. Assim, foram chamados a prestar esclarecimentos:

- Alceu Barroso Lima Neto, matrícula 009035-1, Chefe da Divisão de Engenharia Básica Industrial - CENPES/DIPRIN;
- Carlos Roberto Mattos, matrícula 012887-9, Engenheiro de Equipamentos III E&P/CODIM;
- Cristiana Ferraz de Barros Rabello, matrícula 018059-0, Chefe da SEJUR/DIECON;
- Joper Cezar de Andrade Filho, matrícula 080524-4, Chefe de Setor SEGEN/DENPRO/SENPRO;
- José Carlos da Fonseca, Chefe da Divisão de Administração de Tecnologia do Centro de Pesquisas – CENPES;
- Luiz Carlos Quintella Freire, matrícula 008761-1, Coordenador da Qualidade /SUSEMA;
- Luiz Eduardo Guimarães Carneiro, matrícula 031539-6, Superintendente do SERINF;
- Pedro Augusto Bonesio, matrícula 012848-6, Chefe da Assessoria de Financiamento de Projetos;
- Renata Cavalcanti, matrícula 013234-6, Assistente do Diretor da Petrobras Distribuidora;
- Roberto Cesar de Andrade, matrícula 950744.2, Assistente de Diretor;
- Roberto Fernandes Orzechowsky, matrícula 011550-9, Gerente Regional de Automotivos do Rio de Janeiro (Petrobras Distribuidora S/A – BR);
- Sebastião Henriques Vilarinho, ex-Diretor da área de Engenharia da Petróleo Brasileiro S.A.

A fim de estabelecer um ordenamento lógico dos fatos e, consequentemente, dos trabalhos, dividimos a apresentação deste Relatório nas seguintes partes:

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Parte I – Relatório Gerencial de Auditoria E 5003/2000

- Não-informação à Diretoria Executiva da exclusão dos Sistemas de Geração Energia Elétrica e de Ancoragem no decorrer das negociações diretas da P-40, gerando aditivos da ordem de US$ 47,2 milhões

Nelson Sá Gomes Ramalho
Superintendente Adjunto
do Serviço Jurídico
Mat. 016837-5

- Deficiência na Estrutura de Negócio concebida para os contratos de afretamento das unidades P-38 e P-40, expondo a PETROBRAS à risco financeiro de US$ 218 milhões
- Inobservância de procedimento usual de contratação na negociação da P-38, gerando dúvidas quanto a legitimidade e economicidade do processo de consulta ao mercado, US$ 160 milhões
- Deficiência na análise econômica da proposta de contratação P-40, decorrente de utilização de taxa de juros acima do valor de mercado, subavaliando o Valor Presente (VP) da unidade em US$ 46 milhões

Parte II – Contratação da P-40

- Estimativas das alterações necessárias para conversão da DB-100
- Responsabilização à BRASOIL pelo fornecimento dos Sistemas de Geração de Energia Elétrica e de Ancoragem, carta SEGEN/EMBAR-021/97, de 08/04/97
- Designação da 2ª Comissão de Negociação para UEP-1 de Marlim Sul, DIP GDSHV 20.038/97, de 18/04/97
- Proposição de aquisição da Plataforma PB-200 para o Campo de Marlim Sul, DIP SEGEN/SUPER 000374/97, de 16/06/97
- Proposição suporte para aprovação da contratação da plataforma PB-200, DIP GDSHV 20.066/, de 03/07/97
- Contratação, por afretamento, da P-40, ATA D.E. 4.108, de 24/07/97
- Aditivo de Aquisição de Equipamentos do Sistema de Geração de Energia Elétrica, aprovado pela ATA D.E. 4.152, de 03/06/98
- Aditivo de Aquisição do Sistema de Ancoragem, aprovado pela ATA D.E. 4.221, de 15/10/99
- Dados Adicionais

Parte III – Contratação da P-38

- Consulta ao Mercado para Aquisição do "Floating Storage and Off-Loading", aprovada pela Ata DE 4.115, de 11/09/97

Parte IV – Estrutura de Negócio concebida para o contrato de afretamento da Unidade

Parte V – Conclusões

Parte VI – Considerações Finais

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

Nelson Sá Gomes Ramalho
Superintendente - Adjunto
do Serviço Jurídico
Matr. 018.937-5

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

Parte I – Relatório Gerencial de Auditoria E 5003/2000

1. **Não-informação à Diretoria Executiva da exclusão dos Sistemas de Geração Energia Elétrica e de Ancoragem no decorrer das negociações diretas da P-40, gerando aditivos da ordem de US$ 47,2 milhões** – Todas as análises econômicas das propostas, encaminhadas à Diretoria Executiva, foram baseadas no preço da plataforma ofertado para Marlim (P-37), acrescido das modificações requeridas para operação em Marlim Sul, ou seja, US$ 340,2 milhões, valor que incluía o Sistema de Geração de Energia e de Ancoragem. Entretanto, já em 08/04/97, antes mesmo de haver manifestação da Diretoria Executiva sobre o Relatório da 1ª Comissão de Negociação, foi entregue, em mãos, à Mitsubishi, empresa que entrou no processo como financiadora do projeto, a carta SEGEN/EMBAR-021/97, que atribuía à BRASOIL a responsabilidade pelo fornecimento daqueles materiais/equipamentos.
A alteração da responsabilidade pelo fornecimento não foi explicitada nos documentos internos da fase de negociação, tampouco divulgada aos integrantes da 2ª Comissão de Negociação constituída em 18/04/97, SEGEN (Luiz Carlos Quintella Freire), E&P (Irani Carlos Varella), SEJUR (Rui Berford Dias) e SEFIN (Emma Miranda Urselo).

2. **Deficiência na Estrutura de Negócio concebida para os contratos de afretamento das unidades P-38 e P-40, expondo a PETROBRAS à risco financeiro de US$ 218 milhões** – Essas unidades foram negociadas com a MITSUBISHI CORPORATION, que criou as subsidiárias SPC PETRO DIA I e II para serem proprietárias e fazerem contratos de afretamento com a BRASOIL, que as subafretaram à PETROBRAS. Para executar a conversão, a PETRO DIA contratou a FPSO ENGENEERING INC (SPC criada pela MARÍTIMA para assinar o contrato de conversão), que, por sua vez, subcontratou a FPSO CONSTRUCTION INC (outra SPC criada pela MARÍTIMA) para efetivamente realizar o trabalho. Para controlar a conversão, a BRASOIL dispunha de dois instrumentos: o SUPERVISION AGREEMENT – garante o poder de fiscalizar, atestar medição, realizar modificações de projeto e autorizar a PETRO DIA a liberar pagamentos referentes a conversão – e o STEP-IN – permite substituir a contratada mediante a comprovação de inadimplência.
O controle da conversão, que, na intenção, dar-se-ia por aqueles instrumentos, mostrou-se não muito satisfatório, uma vez que, apesar de ocorrida a liberação da totalidade dos valores devidos, ainda há previsão de aporte de mais US$ 218 milhões por conta da quitação de dívidas junto a fornecedores e prestadores de serviços contratados pela MARÍTIMA.

É COPIA FIEL DO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
COMISSÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

3. **Inobservância de procedimento usual de contratação na negociação da P-38, gerando dúvidas quanto a legitimidade e economicidade do processo de consulta ao mercado, US$ 160 milhões** – Em 22/08/97, antes mesmo da decisão da Diretoria Executiva sobre a consulta ao mercado, foi entregue, em mãos, à MITSUBISHI, a carta SEGEN/EMBAR-053/97, contendo um CD com os requisitos para fornecimento da P-38, não havendo, porém, evidências de encaminhamento aos demais concorrentes. A exceção da MITSUBISHI, todas as propostas recebidas destacavam que as condições técnicas

Nelson Sá Gomes Ramalho
Superintendente Adjunto
do Serviço Jurídico

3627
4

requeridas eram equivalentes a da P-47, unidade licitada anteriormente, forte indício da diferença de tratamento entre os concorrentes.

No quadro comparativo encaminhado para apreciação da D.E., incluiu-se proposta da Ultratec, de 22/07/97, apesar de a da vencedora, MITSUBISHI, ser de 15/09/97, recebida 03 dias após ao da 2ª colocada, FRED OLSEN, apresentando diferença de, apenas, 0,57%.

4. **Deficiência na análise econômica da proposta de contratação P-40, decorrente de utilização de taxa de juros acima do valor de mercado, subavaliando o Valor Presente (VP) da unidade em US$ 46 milhões** – Apesar de a PETROBRAS vir obtendo linhas de financiamento de longo prazo à taxa média de 8,2%, LIBOR mais juros, 11,5% foi a utilizada para o cálculo do VP na análise econômica encaminhada ao diretor SHV, pelo documento SEGEN/SUPER 374/97, de 16/06/97. Sob esse enfoque, o VP adequado para análise seria de US$ 355 milhões. Essa mesma taxa foi utilizada na análise econômica da negociação da SANA 15000 (P-36), Ata DE 4.079, item 1, de 19/12/96, o que também provocou distorção de resultado.

A decisão de fechamento de negócio com a MITSUBISHI foi concluída pelo então Diretor Sebastião Vilarinho (GDSHV-20.066/97, de 03/07/97), aprovada pela Diretoria Executiva (Ata DE 4.105, item 1, de 03/07/97), e representou um afretamento da DB-100 com opção de compra ao final de 12 anos à taxa diária de US$ 129,750.00 paga trimestralmente, com 270 dias de carência para início do pagamento.

- **Comentários do SEGEN**

Concordamos com as observações realizadas. Estamos implementando medidas para melhorar nosso processo de gestão.

Parte II – Contratação da P-40

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

1. **Estimativas das alterações necessárias para conversão da DB-100** – Até a emissão do 1º Relatório da Comissão de Negociação, de 17/03/99, os fatos e depoimentos prestados a esta Comissão convergem para o entendimento de que, até aquele momento, as negociações envolviam a aquisição de uma plataforma completa, ou seja, com as adaptações necessárias para operar em Marlim Sul.

Nelson Sá Gomes Ramalho
Superintendente - Adjunto
do Serviço Jurídico

1.1. **Comentários da Comissão de Sindicância** – Não houve fatos e/ou situações merecedoras de destaque.

1.2. **Depoimentos**

Não houve fatos e/ou situações merecedoras de destaque.

2 **Responsabilização à BRASOIL pelo fornecimento dos Sistemas de Geração de Energia Elétrica e de Ancoragem, carta SEGEN/EMBAR-021/97, de 08/04/97** – No dia 8, o chefe do SEGEN/EMBAR procede à entrega em mãos do documento "SPECIFICATION" à Mitsubishi, estipulando os requisitos da P-40, e que mais tarde viriam a se constituir em anexo contratual. Nele, foram excluídos do escopo do fornecimento da Contratada os Sistemas de Geração de Energia e o de Ancoragem.

2.1. **Comentários da Comissão de Sindicância** – Não foi possível apurar se houve ou não ordem superior para que se emitisse e entregasse àquela carta à Mitsubishi, uma vez que há contradição entre o depoimento realizado pelo Chefe do Empreendimento (Roberto Fernandes Orzechowsky) e os prestados por seus superiores hierárquicos, Superintendente do SEGEN (Alceu Barroso Lima Neto), Superintendente Adjunto do SEGEN (Luiz Carlos Quintella Freire) e o Diretor da Área de Engenharia (Sebastião Henriques Vilarinho).

O fato que positivamente ficou evidenciado é que, a exceção da carta 021/97, os demais documentos examinados pela Comissão, originários do SEGEN, referentes à contratação dessa Unidade, continham a chancela do Superintendente do Órgão.

2.2. **Depoimentos**

Roberto Fernandes Orzechowsky disse, enfaticamente, ter recebido ordem verbal do Superintendente do SEGEN (**Alceu Barroso Lima Neto**) para alterar o escopo inicial da especificação da Unidade. Assim, consignou que enviou a carta 021/97, de 08/04/97, à Mitsubishi, buscando atender aos anseios do Superintendente e de todo o Sistema, no sentido de encontrar uma solução técnica comercial aceitável, isto é, que tanto atendesse aos anseios comerciais do Diretor de Engenharia naquela ocasião, como às necessidades técnicas adequadas naquele momento.
Acrescentou, ainda, ter comunicado, verbalmente, a intenção de se reduzir escopo ao então Superintendente Adjunto Luiz Carlos **Quintella** Freire.

Alceu Barroso Lima Neto disse que somente a veio conhecer tal carta modificando o escopo, recentemente, e que, em nenhum momento, determinou sua emissão e/ou remessa à Mitsubishi. Acrescentou que não recebeu do Chefe do EMBAR nenhuma informação sobre possível redução de escopo, visando à obtenção de redução do preço anteriormente ofertado. Registrou, ainda, que o desejado era uma plataforma otimizada para 150.000 BPD.

Luiz Carlos Quintella Freire disse que tomou conhecimento de que os Sistemas de Geração de Energia e de Ancoragem não estavam inclusos na contratação realizada após a celebração do primeiro aditivo (aquisição do Sistema de Geração de Energia), através de comentários do E&P (Engº Bonesio).

É CÓPIA FIEL DO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Ramalho

6

Sebastião Henriques Vilarinho disse que o Empreendimento só poderia estar negociando o que a Diretoria aprovou, ou seja, a P-40 adaptada de acordo com as especificações para operar em Marlim Sul, e que não foi informado de alteração de requisitos.

3. **Designação da 2ª Comissão de Negociação para UEP-1 de Marlim Sul, DIP GDSHV 20.038/97, de 18/04/97** – Por não haver aprovação da proposição apresentada pela 1ª Comissão de Negociação, foi criada uma segunda, composta pelos Superintendentes Adjuntos do SEGEN, SEJUR, SEFIN e E&P, para prosseguir as negociações, a partir dos resultados obtidos na anterior. Em ato derradeiro, 04/06/97, a 2ª Comissão emitiu uma nota para o SEGEN/SUPER, apresentando proposta recebida da Mitsubishi, de 28/05/97, reduzindo a taxa diária de afretamento para US$ 142,3 mil. Nela, a Comissão propõe a contratação direta ao invés de processo licitatório, em função do impacto que o tempo de contratação causaria ao VPL do projeto.

3.1. **Comentários da Comissão de Sindicância** – A segunda proposta, apresentada à 2ª Comissão de Negociação, não faz qualquer referência à carta SEGEN/EMBAR 021/97 que alterava a responsabilidade pelo fornecimento dos Sistemas de Geração de Energia e de Ancoragem.

Apesar de estar, formalmente, designada, não foi emitido, na época, Relatório sobre os trabalhos desenvolvidos. Posteriormente, foi emitida uma Nota, cujo item 10 registrava que estariam sendo atendidas todas as especificações do Projeto Básico e todas as condições técnicas requisitadas pelo E&P, assinada também pelo Chefe do Empreendimento em substituição à Luiz Carlos Quintella Freire.

Naquela Nota, evidenciou-se, para vinculação que se fará a frente, o seguinte: "Devemos levar em conta, também, que, devido aos requisitos das especificações da PETROBRAS, que passaram a exigir o não aproveitamento dos equipamentos existentes nas Unidades, mas sim a sua substituição por equipamentos inteiramente novos e de alta qualidade, faz com que apenas o casco da semisubmersível seja aproveitado".

Em relação a proposta, foi observado que não houve qualquer menção à extensão do escopo de fornecimento

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINA
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

3.2. **Depoimentos**

Luiz Carlos Quintella Freire, Superintendente Adjunto do SEGEN, cita que, embora não integrando a retro mencionada Comissão, o Chefe do Empreendimento esteve presente em algumas reuniões, porém sem fazer referência sobre a carta 021/97 que alterava a responsabilidade do fornecimento dos Sistemas de Geração de Energia e Ancoragem, o que foi corroborado pelos Superintendentes Adjuntos do SEJUR e E&P, em expediente dirigido à AUDIN.

Proposição de aquisição da Plataforma PB-200 para o Campo de Marlim Sul, DIP SEGEN/SUPER 374/97, de 16/06/97 – Foi recomendada ao Diretor Vilarinho a aquisição da P-40 junto à Mitsubishi com base na oferta do dia 10/06. Nesse expediente, é apresentado

Nelson Sá Gomes
Superintendente - Adjunto
do Serviço Jurídico
Matr. 018.937-5

um sumário do processo do negócio, onde foram elementos de destaque os itens 13 e 14, transcritos, a seguir, pela ordem:
O preço global (valor presente) da proposta acima é de US$ 309,245,997.23, utilizando-se uma taxa de juros de 11,5% ao ano efetiva, já considerando a adequação dos requisitos especificados da P-37 de Marlim, às condições da UEP-1 de Marlim Sul.

O preço global acima está mais barato do que a proposta vencedora da licitação da P-37 de Marlim, pois, se adicionarmos US$ 29,000,000.00 (valor estimado pela PETROBRAS, para a adequação dos requisitos especificados da P-37 de Marlim, às condições de Marlim Sul), ao valor da proposta vencedora da licitação da P-37, que foi de US$ 280,805,487.00, obteremos um total de US$ 309,805,487.00. Naquele processo licitatório, a proposta vencedora ofertava um FPSO convertido, que não é adequado para UEP-1 de Marlim Sul.

Apesar de não haver documento registrando os assuntos tratados pelo Diretor com àquela Empresa, obteve-se redução no valor de aquisição, porém sem qualquer registro sobre a extensão do escopo de fornecimento.

4.1. **Comentários da Comissão de Sindicância** – Os itens 13 e 14 estabelecem evidenciam que no preço global, U$ 309 milhões, estariam inclusos os Sistemas de Geração de Energia e Ancoragem.

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

4.2. **Depoimentos**

No que diz respeito à elaboração dos documentos, o Superintendente do SEGEN (Alceu Barroso Lima Neto) disse que, normalmente, eram preparados pelos Empreendimentos e/ou Divisões e trazidos à sua apreciação através do Superintendente Adjunto, ou, na ausência dele, recebidos diretamente, sofrendo análise criteriosa do seu conteúdo, antes de serem firmados.

Por seu turno, declara o Chefe do Empreendimento (Roberto Fernandes Orzechowsky) que o documento foi preparado com a participação do Superintendente do SEGEN.

Quanto ao conteúdo, declara o primeiro depoente que acreditava estar adquirindo uma Unidade completa/otimizada, incorporados no valor os Sistemas de Geração de Energia e de Ancoragem, reconhecendo que, provavelmente, incorrer-se-ia em mudanças de escopo em função de experiências pretéritas, principalmente por não se ter o projeto básico de engenharia.

O segundo invocou erro na redação dos itens 13 e 14, visto que a Mitsubishi não assinaria um contrato por preço tão baixo; isto é, US$ 130 mil de taxa diária, sem alguma conseqüência no escopo do serviço.

Já o Diretor Vilarinho, em relação ao item 13 do DIP SEGEN/SUPER 374/97, de 16/06/97, disse que não tinha dúvidas de que todos os itens estavam inclusos, apesar de, posteriormente, ter encaminhado à D.E. proposição para aquisição do Sistema de Geração de Energia.

Ramalho
- Adjunto
Jurídico

5. **Proposição suporte para aprovação da contratação da plataforma PB-200, DIP GDSHV 20.066/97, de 03/07/97** – Recebidas as proposições constantes no DIP SEGEN/SUPER 374/97, de 16/06/97, o Diretor Vilarinho negociou com representante da Mitsubishi, oportunidade em que, dentre outras modificações nas condições para afretamento, foi obtida uma redução na taxa diária de US$ 130 mil para US$ 129,75, taxa de retorno de 9,83% ao ano, que, segundo o documento da referência, mostrava-se alinhada às últimas aprovações para operações do mesmo gênero.

5.1. **Comentários da Comissão de Sindicância** – A despeito da proposta enviada pela Mitsubishi, que originou a contratação, não fazer qualquer alusão ao escopo dos serviços contratados, o teor do expediente preparado pelo Diretor Vilarinho veio apenas ratificar, até esse momento, a aquisição de uma Plataforma Completa para Marlim Sul, aí incluídos os Sistemas de Geração de Energia e de Ancoragem.

5.2. **Depoimentos**

Esclareceu o Diretor **Vilarinho** que, apesar dos raros contatos mantidos com o Chefe do Empreendimento, duas ou três vezes no máximo, em nenhum momento teve conhecimento da exclusão dos Sistemas de Geração de Energia e de Ancoragem. Porém, não tinha dúvidas de que todos os itens estavam inclusos. Ressaltou, ainda, que, recentemente, através de publicação em jornal, veio tomar ciência da exclusão daqueles Sistemas.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINA
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

6. **Contratação, por afretamento, da P-40, ATA D.E. 4.108, de 24/07/97** – A aprovação apoiou-se nas proposições encaminhadas pelo DIP SEGEN/SUPER 454/97, de 15/07/97.

6.1. **Comentários da Comissão de Sindicância** – Como se pode inferir, esse era o principal momento para serem identificadas possíveis alterações, uma vez que os instrumentos contratuais já se mostravam em forma definitiva. Não se pode afastar é que o fato, antes da formalização final dos instrumentos contratuais, era de conhecimento de, pelo menos um, empregado da Companhia.

6.2. **Depoimentos**

O Superintendente do SEGEN (**Alceu Barroso Lima Neto**) disse que, até aquele momento, tinha o entendimento de que a Companhia estava adquirindo a Unidade com todas as modificações necessárias, apesar de prever modificações futuras.

Já, o Chefe do Empreendimento (**Roberto Fernandes Orzechowsky**) alega ter recebido orientação do Super do SEGEN, sendo que, a partir daí, o documento contendo a redução de escopo deixou de ser uma mera consideração durante o processo de negociação, para se transformar em anexo com força contratual, visto que, a evolução de preços da proponente seria compensada pela exclusão dos sistemas. Salientou, ainda, que o anexo passou a ser validado no momento da assinatura dos contratos pelos mesmos signatários do contrato principal, que, neste caso sim, tinham delegação da Companhia para estabelecer condições contratuais finais, incluindo escopo. A carta do SEGEN/EMBAR por si só, em momento algum, daria conotação de efetividade para que a Mitsubishi viesse reivindicar qualquer questão, o que, aliás, nunca ocorreu por parte da proponente ou da contratada. Sobre a questão acrescentou que, ao receber a instrução do Superintendente do SEGEN para

...és Ramalho
... Adjunto
...Jurídico
016.937-5

preparar o contrato e seus anexos com a exclusão do escopo dos sistemas sobreditos, perguntou se tais documentos, com a exclusão dos sistemas, seriam assinados por ele (Superintendente do SEGEN), tendo obtido, de imediato, resposta positiva.

7. **Aditivo de Aquisição de Equipamentos do Sistema de Geração de Energia Elétrica, aprovado pela ATA D.E. 4.152, 03/06/98** – Pelo DIP 405/98, o Superintendente do SEGEN, José Carlos da Fonseca, após historiar as fases da contratação da Unidade, propôs, dentre outros, a aquisição dos equipamentos daquele Sistema, no valor de U$ 28,2 milhões. No capítulo das justificativas, precisamente no item 6, consta que, em função de incertezas técnicas e do alto custo associado, a estratégia (grifo nosso) de aquisição da Plataforma foi de não incluir o Sistema de Geração de Energia no escopo da negociação.
A estratégia possibilitou que a negociação fosse feita sem que houvesse necessidade de estimar, de maneira imprecisa, as capacidades de carga da Plataforma. Tal estratégia definia, também, que, caso o Sistema de Geração não tivesse capacidade suficiente para as novas condições a serem definidas no Projeto de Detalhamento, deveria ser adquirido um novo Sistema.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

7.1. **Comentários da Comissão de Sindicância** – Pela primeira vez houve-se falar numa estratégia, cujo documento revelou, de maneira definitiva, a redução do escopo contratado, apesar de o conteúdo da argumentação adotada caminhar pela contramão, se comparado com o que, até antes da assinatura do contrato, estava alinhavado. Há que se destacar que, apesar da relevância do valor envolvido, o Superintendente do SEGEN, José Carlos da Fonseca, não deu a importância devida ao fato, pois nem ao menos tomou ciência de todo o processo de aquisição, permitindo que a aquisição se abrigasse numa estratégia não conhecida.

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

No que concerne a incerteza da capacidade de geração de energia, já sabia-se, de antemão, que a da P-40 deveria ser superior a da P-37 (19.300 KW). Assim é que, após o detalhamento do projeto, constatou-se uma demanda majorada em 17,6%, aproximadamente.

Não deve escapar da apreciação que, no documento assinado pelo Diretor Vilarinho (DIP GDSV-20.066/97, de 03/07/97), a abordagem evidencia a obtenção de taxa inferior àquela inicialmente considerada, e não exclusão de qualquer fornecimento.

É importante registrar que, possivelmente, por falta de exame daquele Superintendente nos documentos que suportavam o pedido de aquisição do Sistema de Energia, perdeu-se também a oportunidade de se identificar a não inclusão no escopo do Sistema de Ancoragem. Nesse sentido, pode ser citado que foi anexada, à proposição efetuada, uma cópia diferente do documento que consta no contrato, de modo que o item 3.12.4 Geração de Energia apareceu isoladamente na folha nº6, quando no anexo contratual consta na de nº7.

Nesta parte, há que se destacar, também, as ações e declarações do Diretor Sebastião Henrique Vilarinho, pois, se o fechamento do negócio se deu sob sua tutela, e não lhe restaram dúvidas de que a negociação envolveu a aquisição de uma Unidade pronta a operar em Marlim Sul, a afirmativa posterior, de que somente a inclusão simultânea do Sistema de Ancoragem na proposição lhe alertaria, fica fragilizada, quer pela relevância do valor

...malho
Adjunto
...rídico

envolvido, quer pela redação límpida do item 6 do DIP 405/98 que encaminhou a proposição ao Diretor, aqui enfatizada. " Em função destas incertezas técnicas e do alto custo associado, a estratégia de aquisição da plataforma foi a de não incluir o Sistema de Geração de Energia Elétrica no escopo da negociação".

7.2. **Depoimentos**

Declarou o Diretor **Sebastião Henrique Vilarinho** que "não percebeu nada de errado no documento. Se, naquela ocasião, tivesse sido incluído o sistema de ancoragem, certamente me alertaria. O documento tinha transitado por uma série de pessoas subordinadas a mim, que, certamente, tinham examinado o assunto, o que, provavelmente, descartava o risco. Entendo que a exclusão não foi percebida. Tomei conhecimento, recentemente, através de publicação de jornal, que os Sistemas de Geração de Energia e de Ancoragem estavam fora do escopo contratual."

José Carlos da Fonseca, Superintendente do SEGEN quando do Pedido de Aquisição daquele equipamento, alegou que entendeu que "a plataforma tinha um sistema de geração de energia, mas que, no entanto, por não se conhecer as cargas finais necessárias, por falta de detalhamento do projeto, fazia-se necessário, com conhecimento dessas cargas, adquirir o sistema de energia adequado".

Luiz Eduardo Guimarães Carneiro disse, em 19/07/2000, que, ao tomar conhecimento da exclusão do Sistema de Geração de Energia, discutiu o assunto com o Superintendente do SEGEN, José Carlos da Fonseca, e com o Diretor Agostini, tendo sido realizada, posteriormente, uma apresentação ao Diretor Vilarinho, que culminou com o encaminhamento da proposição de aquisição do referido Sistema, apesar deste último Diretor ter ficado indignado ao tomar conhecimento do fato. Em declaração subseqüente, via missiva, de 21/07/2000, entregue a esta Comissão, solicitou a desconsideração desta parte do depoimento, sob alegação de engano.

8. **Aditivo de Aquisição do Sistema de Ancoragem, aprovado pela ATA DE 4.221, de 15/10/99** – Pelo DIP 627/99, de 24/09/99, o Superintendente do SEGEN, Luiz Eduardo Guimarães Carneiro, após historiar as fases da contratação da Unidade, propôs, utilizando as mesmas argumentações para a aquisição do Sistema de Geração de Energia, dentre outros, a aquisição dos equipamentos daquele Sistema, no valor de U$ 19 milhões.

8.1. **Comentários da Comissão de Sindicância** – Tendo em vista tratar-se de fato conseqüente, não houve situações merecedoras de destaque.

8.2. **Depoimentos**

Não houve fatos e/ou situações merecedoras de destaque.

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

9. **Dados Adicionais**

9.1. **Comentários da Comissão de Sindicância** – Dos 12 (doze) empregados e ex-empregados que prestaram esclarecimentos, apenas 02 (dois) disseram ter tomado conhecimento, antes do fechamento do negócio, da redução de escopo prevista na carta SEGEN/EMBAR 021/97.

3635
11

9.1.1. Depoimentos

Joper Cezar de Andrade Filho, Chefe de Setor SEGEN/DENPRO/SENPRO, disse que tomou conhecimento, por intermédio do chefe do EMBAR, em junho/97, antes do fechamento da negociação final. "Fiquei surpreso, indagamos o chefe sobre o risco e sobre quem teria definido a estratégia. Na oportunidade, teria dito ele que não teria riscos, não informando quem definiu a estratégia. Foi passada a idéia que a negociação estava emperrada, e que esta outra forma de aquisição seria equivalente à primeira, facilitando a aprovação da mesma.

Renata Cavalcanti, Chefe da Divisão de Engenharia de Produção do SEGEN (DENPRO), disse que da carta não teve conhecimento, mas do assunto, sim, "após inúmeras advertências minhas sobre a inadequação dos Sistemas até então considerados para operação da plataforma. Lembro do Engenheiro Roberto (SEGEN/EMBAR) ter comentado comigo que havia excluído aqueles sistemas do escopo da contratação pretendida.

9.2. Comentários da Comissão de Sindicância – Tivemos acesso a 04 (quatro) documentos internos (Atas de Reunião e Correio Eletrônico), de 27/10/97, 04/09, 29/09 e 05/10/98, dirigidos ao chefe do SEGEN/EMBAR, requerendo, dentre outros, cópia dos documentos oficiais da contratação das Unidades P-40 e P-38, o que só veio a ser realizado quando o Engenheiro Luiz Eduardo Guimarães Carneiro assumiu a Superintendência do SEGEN. Cabe registrar que o Chefe do EMBAR não apresentou qualquer evidência sobre o atendimento das referidas solicitações.

9.2.1. Depoimentos

Pedro Augusto Bonesio, Coordenador dos Projetos de Marlim e Marlim Sul, ao ficar ciente, informalmente, da exclusão do Sistema de Geração de Energia do escopo, procurou o Eng.º Roberto do SEGEN/EMBAR, perguntando-lhe acerca da veracidade dos comentários então existentes. Este, por seu turno, sempre respondeu, originalmente, de forma evasiva. Somente quando o fato já estava confirmado, admitiu haver exclusão do escopo, no tocante ao Sistema de Energia. Disse ter recebido a confirmação da notícia com estranheza. "Naquela ocasião, o Eng.º Roberto informou-me que a exclusão do sistema de geração era do conhecimento da Administração. Naquela oportunidade, levei ao conhecimento do E&P/SUEX/SSE (Eng.º Carneiro) da exclusão do sistema de geração de energia".
Registrou, também, que apenas obteve cópia do instrumento contratual quando o Eng.º Carneiro assumiu a Superintendência do SEGEN, não obstante ter solicitado reiteradas vezes.

Roberto Fernandes Orzechowsky, chefe do SEGEN/EMBAR, diz que as afirmativas não são verdades, pois, todas as vezes em que as cópias foram solicitadas, houve a entrega.

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

Ramalho
Adjunto
Jurídico
937-5

Parte III – Contratação da P-38

1. **Consulta ao Mercado para Aquisição do "Floating Storage and Off-Loading", aprovada pela Ata DE 4.115, de 11/09/97 – Pelo DIP 268/97, de 01/09/97, os Superintendentes do SEGEN e E&P/SUEX-SSE propuseram que o SEGEN, em articulação com o E&P, SEFIN e SEJUR, procedesse consulta ao mercado e negociasse a proposta mais vantajosa através de negociação direta.**

1. **Comentários da Comissão de Sindicância** – Em 22/08/97, antes mesmo da decisão da Diretoria Executiva sobre a consulta ao mercado, foi entregue, em mãos, à MITSUBISHI, a carta SEGEN/EMBAR-053/97, contendo um CD com os requisitos para fornecimento da P-38, não havendo, porém, evidências de encaminhamento aos demais concorrentes. A exceção da MITSUBISHI, todas as propostas recebidas destacavam que as condições técnicas requeridas eram equivalentes a da P-47, unidade licitada anteriormente, forte indício da diferença de tratamento entre os concorrentes.

Apesar da determinação contida naquela decisão, o SEGEN assumiu isoladamente a condução do processo de consulta ao mercado, bem como o de negociação direta.

1.2. Depoimentos

Afirma **Roberto Fernandes Orzechowsky**, chefe do SEGEN/EMBAR, que, em 22/08/97, antes mesmo desta decisão, forneceu à Mitsubishi a Carta SEGEN/EMBAR 053/97, contendo um CD com os requisitos para fornecimento da P-38, em razão de já estar estabelecido, nos contatos verbais entre os Superintendentes do SEGEN, do E&P e SEJUR e Diretor de Engenharia, que iria ocorrer uma negociação direta com Mitsubishi. Só que aí ocorreu uma nova idéia do Diretor no sentido de solicitar que o SEGEN/SUPER redigisse um documento mencionando uma consulta ao mercado.

Ocorreu que não houve uma orientação sobre como fazer tal consulta, nem tampouco foi nomeada uma comissão para a efetivação de tal consulta. Nesse momento, o mercado descobriu que havia essa idéia e as empresas, deliberadamente, enviaram cartas propondo preços. Esses preços simplesmente foram apresentados ao Superintendente, que em contato com Diretor de Engenharia decidiu negociar diretamente com a Mitsubishi. As negociações novamente foram realizadas somente pelo Diretor da Área de Engenharia, ficando estabelecido um preço final de contratação, que foi submetido e aprovado pela Diretoria.

Alceu Barroso Lima Neto, Superintendente do SEGEN, observou que desconhecia a referida carta, e que não houve, apesar da intenção formal da Mitsubishi, orientação para direcionar à contratação para aquela empresa, pois recebeu determinação de levar à Diretoria a proposição de consulta ao mercado. No que concerne aos procedimentos de consulta formal ao mercado, declarou ter inferido que os mesmos tinham sido observados e cumpridos com a participação dos demais Órgãos da Companhia, apesar de não ter expedito nenhuma orientação a respeito. O desfecho do negócio ficou, também, por conta do Empreendimento.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GOMES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Nelson Sá Gomes Ramalho
Superintendente - Adjunto
do Serviço Jurídico
Matr. 018.937-5

Parte IV – Estrutura de Negócio concebida para o contrato de afretamento da Unidade

1. **Comentários da Comissão de Sindicância** – Pelo DIP SEGEN/SUPER 454/97, de 15/07/97, o Superintendente do SEGEN, Alceu Barroso Lima Neto, encaminhou proposição ao Diretor Vilarinho para aquisição da Plataforma P-40, recomendando que à Petrobras Internacional S.A – BRASPETRO, através de sua subsidiária , Braspetro Oil Services Company – BRASOIL, ouvido previamente o SEJUR, assinasse os instrumentos contratuais, sendo aprovado pela Ata DE 4.108, de 24/07/97.

Desde o início, foi caracterizado pela Linklaters & Paines que a Mitusibishi não assumiria qualquer risco de construção, passando a ser meramente acessório, à operação, os aspectos de ordem financeira, uma vez que o valor da taxa de afretamento já estava previamente definido e acordado. O importante seria dar maior ênfase na análise e aprimoramento dos demais instrumentos contratuais, de maneira a mitigar os riscos do negócio. Nesse mister, nos socorremos da correspondência enviada ao SUPER/SEFIN pela Linklaters & Paines em 08/07/97: "(§ 5º) In relation to the conversion, it is proposed that **Brasoil and Petrobras take the following risks: (1) Cost overun, (2) Delay, (3) Defects in the Conversion.** It is proposed that Brasoil and Petrobras will obtain protection against such risks by the provision of security from the yard (the terms of such security are still to be determined), the right to approve the Full Conversion Contract, the right to supervise the Full Conversion Contract and certify that Milestones have been meet and receive the benefit of the warranties which are to be negotiated with the Yard. Mitsubishi will have no risk in relation to the Conversion but will finance this up to a pre-agreed price. We are advised that Mitsubishi will pay US$ 70 million for the vessel and will finance the Conversion in the sum of US$ 260 million."

A estruturação dada ao negócio, compreendendo os respectivos instrumentos contratuais, revelou-se inócua em termos de resguardar os interesses da PETROBRAS na operação. O processo desenvolveu-se de forma muito fragmentado entre os Órgãos participantes, SEGEN, SEFIN, SEJUR, implicando em várias indefinições quanto às responsabilidades e atribuições de cada um.

Nesse sentido, pode ser mencionado que, embora haja registro da participação da Linklaters & Paines no processo, não há qualquer documento formalizando a contratação da prestação de serviço realizada por aquele consultor jurídico. Para se ter idéia da pouca organização dada à condução do processo, os entendimentos com o consultor jurídico Linklaters & Paines se realizavam, de regra, com os Engenheiros Roberto Fernandes Orzechowsky e Márcio Eiras de Moraes.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIO

1.1. **Depoimentos**

A exceção de algumas colocações que vieram ao encontro dos comentários realizados, não houve outros esclarecimentos merecedores de destaque.

Jason Sá Gomes Ramalho
Superintendente - Adjunto
do Serviço Jurídico
Matr. 018.937-5

Parte V – Conclusões

Preliminarmente, vale assentar que alguns pontos não puderam ser efetivamente elucidados, pois parte significativa dos esclarecimentos buscados apresentou-se contraditório. Apesar disto, procurou esta comissão, por dever consignado no documento de mandato, pautar sua opinião nos fatos apurados e depoimentos prestados. Sendo assim é, exatamente, nessa linha que emitimos as seguintes conclusões:

1. **Roberto Fernandes Orzechowsky, então chefe do SEGEN/EMBAR, pode ser responsabilizado por:**

a) Exceder o limite de sua competência ao elaborar e entregar, em mãos, à Mitsubishi, empresa que entrou no processo como financiadora do projeto, a carta SEGEN/EMBAR-021/97, de 08/04/97, que atribuiu à BRASOIL a responsabilidade pelo fornecimento dos Sistemas de Geração de Energia Elétrica e de Ancoragem da P-40;

b) Omitir informações durante a fase de negociação na contratação da P-40;

c) Dissimular informação em documento interno da Companhia, induzindo seus superiores a erro de avaliação na contratação da P-40;

d) Omitir informações ao E&P sobre as condições finais pactuadas nos contratos da P-38 e P-40;

e) Fornecer à Mitsubishi, em 22/08/97, a Carta SEGEN/EMBAR 053/97, contendo um CD com os requisitos para fornecimento da P-38, sem que lhe fosse autorizado e antes mesmo da decisão da Diretoria Executiva que autorizou consulta ao mercado;

f) Descumprir determinação da Diretoria Executiva, em relação à participação dos demais Órgãos no processo de consulta ao mercado para contratação da P-38.

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

2. **Alceu Barroso Lima Neto, então Superintendente do SEGEN, pode ser responsabilizado por:**

a) Não conferir documentos relevantes que lhe foram submetidos na contratação da P-40;

b) Endossar informação dissimulada na contratação da P-40;

c) Submeter informação dissimulada à apreciação de seus superiores, induzindo-os a erro de avaliação na contratação da P-40;

d) Acompanhar superficialmente as atividades desenvolvidas por áreas subordinadas;

...os Ramalho
...nte Adjunto
...ço Jurídico
...at. 018.937-5

e) Exercer de forma falha a direção técnico-administrativa do SEGEN;

f) Deixar de cumprir determinação da Diretoria Executiva na contratação da P-38.

3. **José Carlos da Fonseca, então Superintendente do SEGEN, pode ser responsabilizado por:**

a) Não conferir documentos relevantes que lhe foram submetidos para aquisição do Sistema de Geração de Energia da P-40;

b) Endossar informação dissimulada para aquisição do Sistema de Geração de Energia da P-40;

c) Submeter informação dissimulada à apreciação de seus superiores, induzindo-os a erro de avaliação para aquisição do Sistema de Geração de Energia da P-40.

4. **Luiz Carlos Quintella Freire, então Superintendente-Adjunto de Engenharia e Empreendimentos do SEGEN, pode ser responsabilizado por:**

a) Acompanhar superficialmente as atividades desenvolvidas por área que lhe estava diretamente subordinada.

5. **Sebastião Henriques Vilarinho, ex-Diretor da área de Engenharia da Petróleo Brasileiro S.A., pode ser responsabilizado por:**

a) Não conferir documentos relevantes que lhe foram submetidos na contratação da P-38, P-40 e na aquisição do Sistema de Geração de Energia da P-40;

b) Endossar informação dissimulada na contratação e na aquisição do Sistema de Geração de Energia da P-40;

c) Submeter informação dissimulada à apreciação da Diretoria Executiva, induzindo-a a erro de avaliação na contratação e na aquisição do Sistema de Geração de Energia da P-40;

d) Exercer de forma falha a direção técnico-administrativa da Área de Engenharia.

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

Edson Sá Gomes Ramalho
Superintendente Adjunto
do Serviço Jurídico

Parte VI – Considerações Finais

Julgamos necessário enfatizar que a gravidade do ocorrido passa pela assinatura do contrato para aquisição da P-40 em desacordo com a aprovação da Diretoria, ou seja, com exclusão do escopo dos Sistema de Geração de Energia e de Ancoragem, que resultou em desembolso adicional de US$ 47,2 milhões.

Denota-se, no processo, a fragilidade do Sistema de Gestão, onde, quer por dissimulação, quer por falha de controle interno, não foram detectadas, preventivamente, claras inconformidades nos processos de contratação.

Rio de Janeiro, 04 de agosto de 2000

Renato Gazola Freitas de Andrade
Superintendente-Adjunto de Empreendimentos da Área de Exploração e Produção do Serviço de Engenharia (SEGEN)

Nelson Sá Gomes Ramalho
Superintendente-Adjunto do Serviço Jurídico (SEJUR)

Jorge Luiz de Moraes
Consultor Técnico da Auditoria Interna (AUDIN)

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

VOTO DO VICE-PRESIDENTE EDUARDO CUNHA

Anexo 32

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

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

SERVIÇO FINANCEIRO - SEFIN

Rio de Janeiro,

PARA/TO: SEGEN / EMBAR
At: Engº Roberto
FAX:
PHONE:

DE/FROM: Flavia Alves
SEFIN
FAX: (021) 534-2218
PHONE: (021) 534-1400

páginas/pages: 01

Ref.: DB-100

Aqui estão os valores atuais em funções das taxas diárias apresentadas pela proponente:

premissas: taxa de juros: 11.50 % a.a. (2.875 a.t.)
pagamentos trimestrais "in arrears"

prazo: 10 anos => tx/dia = US$ 164.859,60
=> tx/trim = US$ 15.837.364
=> PV = US$ 349.999.305,50

prazo: 12 anos => tx/dia = US$ 149.998,69
=> tx/trim. = US$ 13.499.882,10
=> PV = US$ 349.107.619,80.

Obs: nas considerei o valor residual proposto (US$ 1.6 milhões)

abraço

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS FIMENTEL SUSSEKIND
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Superintendência do Serviço Financeiro
Av. República do Chile, 65 - 3o. andar
Tels.: (021) 534-1400 / 1402 Fax: (021) 534-2218
CEP 20035-090 - Rio de Janeiro - Rio de Janeiro - Brasil

13º OFICIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Nº 1ccc
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 224-8423
Certifico que a presente é cópia fiel do original que foi exibido.
13º Ofício de Notas Ricardo de Lamare Escrevente Substituto
CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BRT 35232

3643

VOTO DO VICE-PRESIDENTE EDUARDO CUNHA

Anexo 33

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

BARRINGTON HOUSE
59-67 GRESHAM STREET
LONDON EC2V 7JA

FAX: 0171-606 5113
GROUP 4 FAX: 0171-600 1819

DX BOX NUMBER 10
TELEPHONE: 0171-606 7080

97 JUL 08 22:17

LINKLATERS & PAINES
LONDON

FAX

CONFIDENTIALITY NOTICE

This fax is confidential and may also be privileged. If you are not the intended recipient please notify the sender IMMEDIATELY; you should not copy the fax or use it for any purpose or disclose its contents to any other person.

SENDER:
Ron Gibbs

NUMBER OF PAGES INCLUDING THIS PAGE:
4

DIRECT LINE:
0171 778 3554

FOR MISSING OR ILLEGIBLE PAGES PLEASE CALL FAX OPERATOR ON:
0171 606 7080 Ext 2554

DATE:
8 July 1997

OUR REF: RTWG

YOUR REF:

ADDRESSEE(S) AND FAX NUMBER(S):
FOR INTERNATIONAL CALLS INCLUDE COUNTRY AND CITY CODES

Marcio Eiras Moraes
Petrobras
Rio de Janeiro
00 55 21 534 2218

cc: Roberto Fernandes
00 55 21 566 5588

cc: Seamus Crilly, L&P

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

PETROBRAS-40

I was very pleased to hear from Roberto Fernandes yesterday that you would like us to act for you in connection with the proposed charter and purchase of the DB100 which is to be converted and renamed "Petrobras-40".

I have attended meetings today with German Efromovich, his lawyer Jim Devine, and representatives of Mitsubishi together with their in-house lawyers and external lawyers to discuss the structure and timetable of the transaction.

I attach for your attention a copy of a structure diagram for the transaction which I developed during the course of the meetings today. As you will see, the bottom part of the structure, namely the charter arrangements between Mitsubishi (Panama), Brasoil and Petrobras and the proposed Conversion Contract with Petro-Deep II, are very similar to the arrangements for the Spirit of Columbus. It is proposed that the charters will be for a period of 13 years with a 270 day grace period from delivery. Charter hire will be payable quarterly in arrears and the first instalment of charter hire will be paid on the anniversary of the delivery date.

To: Marcio Elras Moraes

8 July 1997

It is proposed that Mitsubishi (Panama) is financed by a loan from three sources (1) Mitsubishi Corporation, (2) Japanese Exim Bank ("Jexim"), (3) a Japanese Commercial Bank. These three Financiers will appoint Mitsubishi Corporation as Security Trustee and Mitsubishi (Panama) will grant a mortgage over the vessel in favour of the Security Trustee and also grant security over the benefit of the Assignment of the Bareboat Charter Agreement, the Keepwell Agreement and its bank account. The Financiers will also obtain security over the shares in Petro-Deep II and the bank account of such company and will enter into an Intercreditor Agreement.

In relation to the conversion, it is proposed that Brasoil and Petrobras take the following risks: (1) Cost overrun, (2) Delay, (3) Defects in the Conversion. It is proposed that Brasoil and Petrobras will obtain protection against such risks by the provision of security from the yard (the terms of such security are still to be determined), the right to approve the Full Conversion Contract, the right to supervise the Full Conversion Contract and certify that Milestones have been met and receive the benefit of the warranties which are to be negotiated with the Yard. Mitsubishi will have no risk in relation to the Conversion but will finance this up to a pre-agreed price. We are advised that Mitsubishi will pay US$70 million for the vessel and will finance the Conversion in the sum of US$260 million.

Brasoil will receive a Guarantee from Mitsubishi Corporation of the obligations of Mitsubishi (Panama) to provide quiet use and enjoyment and title to the vessel under the Charter and Purchase Agreement.

The transaction is accordingly much more straight forward than the Spirit of Columbus transaction but still remains reasonably complex and documentation intensive.

With regard to timing, Mitsubishi propose to hold their Board Meeting on July 24th which will then authorise them to form the new Company, Mitsubishi (Panama) and sign the documentation. We are accordingly proposing a signing on July 31st and then allowing two weeks to complete the Conditions Precedent (including obtaining Central Bank consent) with a view to taking delivery on August 14th. We discussed with Mitsubishi the time it would take for them to arrange their financing and security with Jexim. They confirm that this would probably take them four weeks from the date of signing of documentation although they hope to be able to proceed with delivery on August 14th even if Jexim consent has not been given at that time. There is, however, some scope for delay here.

The estimates which I provide below are on the basis that the transaction will be concluded within the timeframe stated above and that there are no material changes to the structure specified above. On this basis I would estimate that our fees will be within the following ranges for each of the following categories of work:

1 Prepare, negotiate and agree documentation and arrange for signing by 31 July 1997: £50,000-£75,000

2 Complete Conditions Precedent and arrange for delivery on 14 August 1997: £25,000-£30,000

3 Negotiate the terms of the Full Conversion Contract, Supervision Agreement and Yard Security by 29 August 1997 - £25,000-£35,000.

The fees estimated are exclusive of disbursements and, in particular, do not include the fees of foreign lawyers. I will endeavour to obtain for you estimates from each of the foreign law firms which we engage.

I would propose billing monthly throughout the transaction and, if you so require, I would be very pleased to let you have details of accrued charges on a more regular basis.

CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ SELO DE FISCALIZAÇÃO Nº BRT 35900
É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PINHEIRO GOMES
DIRETOR DA DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

To: Marcio Elras Moraes

8 July 1997

I hope the above description of the transaction and estimates are sufficient for your purposes but please let me know if you have any comments or questions or if I can assist further.

Best regards,

Ron Gibbs

DOCUMENTO

13o OFICIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário
Av. Rio Branco 135 grupo 312 / RJ - Tel
Certifico que a presente é cópia fiel
do original que foi exibido
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - PRAZ - 75
Válido somente com selo de Fiscalização. - Total R$.2,53
Substituto de Jesus
Escrevente Substituto
CORREGEDORIA GERAL
DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BRT 35902

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

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

DOCUMENTO INTERNO PETROBRAS - DIP

445

SUPEA

ciente
21/7/97.

EMBAR

22/7/97

QUINTELLA SUPEA

Rio de Janeiro, 18 de Julho de 1997

SEJUR/DIECON-10.133/97

PARA: SEFIN e SEGEN

Assunto: Aquisição da Plataforma PB-200 para o Campo de Marlim Sul

Solicita o SEFIN, em despacho manuscrito no verso do DIP SEGEN/SUPER-000454/97, de 15 de julho de 1997, nossa manifestação acerca da minuta de contrato designado *Bareboat Charter and Purchase Agreement* entre BRASOIL e MITSUBISHI SPU, que tem por objeto o afretamento com opção de compra da plataforma designada PB-200.

2. Sobre o mesmo assunto consultou-nos também o SEGEN/EMBAR, que além de nos encaminhar cópia do fluxograma e descrição da operação que pretende viabilizar o afretamento com opção de compra da plataforma PB-200 pela BRASOIL e seu afretamento pela PETROBRAS, esclareceu que a concepção da estrutura coube aos consultores externos Linklaters & Paines, contratados pela MITSUBISHI. Acrescentou, ainda, que o assunto foi objeto da decisão da Diretoria Executiva (Ata D.E. 4.105, item 1, de 03/07/97, Pauta n. 649).

3. Analisado o documento designado *Proposed Charter and Purchase of the PB-200 Production Platform*, verificamos a partir das informações ali prestadas que:

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

3.1 Trata-se de plataforma de produção designada PB-200, de propriedade de FPSO Partners, sobre a qual pende uma hipoteca que, segundo se pretende, virá a ser levantada por FPSO quando do pagamento do preço de compra da plataforma pela MITSUBISHI. Considerando que não nos foi submetido para análise o registro de propriedade, não pudemos apurar a nacionalidade da plataforma, dado relevante por ser determinante da lei aplicável ao regime jurídico da hipoteca existente. Por outro lado deverão ser apurados maiores detalhes sobre os credores hipotecários, os termos da hipoteca e do financiamento que a originou, para que se possa confirmar ou não a possibilidade do levantamento da hipoteca em questão.

3.2 Para financiar a compra e a conversão da plataforma, a MITSUBISHI deverá contratar empréstimos de diversas instituições financeiras japonesas. Dessa forma, é provável que sejam estipuladas obrigações e requeridas garantias de PETROBRAS e BRASOIL quanto ao pagamento do débito da

MITSUBISHI, como por exemplo a concessão de uma hipoteca de primeiro grau sobre a plataforma.

3.3 Quanto á conversão, foi dito que a PETROBRAS, e não a MITSUBISHI, assumiria os riscos relacionados à construção. Neste particular, a par dos direitos de supervisão da PETROBRAS, a serem regulados no contrato designado *Supervision Agreement* , deverão estar bem delineadas as responsabilidades do construtor.

3.4 A utilização da plataforma pela PETROBRAS será regulada por contrato designado *Bareboat Sub-Charter Agreement* a ser celebrado com a BRASOIL.

3.5 A posse mansa e pacífica da plataforma ao longo do período de afretamento e a não interferência na transferência da titularidade da plataforma, desde que tenham sido devidamente pagos os valores devidos à MITSUBISHI, seriam asseguradas por um contrato designado *Quiet Possesssion Guarantee.*

3.6 Outros instrumentos contratuais previstos são o *Keepwell Agreement* concedido pela PETROBRAS, como garantia do cumprimento das obrigações assumidas pela BRASOIL, o *Share Charge,* pelo qual as ações da FPSO Engineering ficariam gravadas a favor dos bancos e seus negócios estariam adstritos à conversão da plataforma, o *Assignment of Earnings* dos valores devidos em razão do afretamento, e o *Assignment of Insurances.*

3.7 A titularidade da plataforma seria, segundo o esquema proposto, transferida, pela MITSUBISHI, à BRASOIL livre e desembaraçada de quaisquer encargos ao final do período de afretamento, designado *Charter Period.*

4. No que se refere à análise do contrato designanado *Bareboat-Charter Agreement,* verificamos que seus termos seguem, em linhas gerais, os padrões adotados em contratações da espécie. Quanto aos aspectos jurídicos, e sem prejuízo da verificação de outras questões de ordem negocial e financeira que escapam à nossa análise, consideramos aceitáveis os seus termos. Não obstante, verificamos que determinadas condições, por resultarem muitas das vezes de negociação entre as partes, são passíveis de aprimoramento, o que se deverá buscar conquistar no curso da negociação. Merece registro, ainda, o fato de o *Bareboat-Charter Agreement* constituir parte integrante de um negócio jurídico mais abrangente, pelo que não pode ser analisado isoladamente.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSSÃO
DIRETOR
PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

5. Feitas essas considerações gerais entendemos aceitável o esquema proposto para aquisição da Plataforma PB-200. Não obstante, face ao estágio embrionário em que se encontra e considerada a ausência de informações e definições relevantes conforme comentado no item 3 supra, ressaltamos a necessidade de serem acompanhadas e analisadas as etapas que seguintes, em especial a confirmação da aquisição - ainda não efetivada - da plataforma pela MITSUBISHI, bem como o cancelamento da hipoteca hoje existente, para

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

3549 447

que se possa considerar juridicamente aceitável a celebração do *Bareboat- Charter Agreement.*

Cristiana Rabello Karrer
Chefe do Setor de Assessoramento Empresarial

De Acordo:

Claudia Werneck Honigsztejn
Chefe da Divisão de Direito Econômico

De Acordo:

Fernando Reis Vianna Filho
Superintendente do Serviço Jurídico

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

139 Ofício
Ricardo de Jesus Gomes
Escrevente Substituto

CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BSK 27297

139 OFICIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Nº icccsai
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 224-8423
Certifico que a presente é cópia fiel
do original que foi exibido.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - LEVC - 116
Válido somente com selo de Fiscalização. - Total R$.2,53

VOTO DO VICE-PRESIDENTE
EDUARDO CUNHA

Anexo 34

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

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS

SECRETARIA GERAL DA PETROBRAS (SEGEPE)

C O M U N I C A D O

A decisão contida neste documento é de caráter reservado e de uso exclusivo do órgão destinatário, sendo vedada a reproduç-

GeDep
Cop.
1/1

REFERÊNCIA

Ata DE 4.087, item 27, de 27-2-97 - Pauta nº 216

ASSUNTO

DESENVOLVIMENTO DO CAMPO DE RONCADOR - Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica (EVTE) do Módulo 1

D E C I S Ã O

A Diretoria Executiva aprovou as proposições constantes do DIP-E&P/SUEX-SSE-000055/97, de 25-2-97, dos titulares da Superintendência Executiva de Exploração e Produção Sul-Sudeste (E&P-SSE) e do Serviço de Planejamento (SERPLAN).

CIENTIFICADO (S)

E&P - SERPLAN - SEGEN - SERMAT - CENPES - SEFIN - SEJUR - ABAST-REF - ABAST-LOG - ABAST-TRAN - ABAST-MKC - BRASPETRO

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

Hélio Shiguenobu Fujikawa
Secretário-Geral da PETROBRAS

E&P - GERER
REC. [illegible]
DATA: 2/6/98
PROT.: 138

E&P / GERER / GEDEP
Em 02/06/98
Prot. 60

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

3652

À
Consideração da
Diretoria Executiva

Ao S. DE AGOSTINI

25.02.97

DOCUMENTO INTERNO PETROBRAS DIP

PETROBRAS
SECRETARIA-GERAL
25 FEV 1997
PROT. _____ PAUTA DE 96 ATA _____
DA

Rio de Janeiro, 25/02/97

E-P/SUEX-SSE 000055/97

Para: GDACA

Assunto: EVTE do Modulo 1 de Desenvolvimento do Campo de Roncador

Referência: Ata D.E. 4081, item 31 de 09/01/97, pauta 29.

SÍNTESE

Encaminhamento do Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica (EVTE) do Módulo 1 de Desenvolvimento da Produção do Campo de Roncador, elaborado pelo Grupo de Trabalho (G.T.) DIP E&P/SUEX-SSE 48/97.

HISTÓRICO

1 O campo de Roncador foi descoberto em outubro de 1996 pelo poço 1 RJS 436A, em lâmina dágua (LDA) de 1853 m. Portador de óleo de 31° API, o campo situa-se no extremo nordeste da Bacia de Campos, a cerca de 20 km do campo de Albacora e 130 km do litoral do Estado do Rio de Janeiro, estendendo-se por uma área estimada em 132 km2 (Figura 1).

2 Os estudos preliminares de interpretação apontam para volumes da ordem de 890 milhões m3 (5,6 bilhões bbl) de óleo e 98 bilhões m3 de gás. Para um fator de recuperação esperado de 25%, a reserva de óleo de Roncador é de aproximadamente 1,4 bilhão bbl, o que o leva à condição de campo gigante.

3 Através da ata em referência, a Diretoria Executiva (D.E.) aprovou as proposições constantes do DIP E&P/SUEX-SSE 48/97, o qual apresentou proposta de antecipação do desenvolvimento do campo de Roncador com a utilização da plataforma P-36, e determinou ao E&P que, até 28/02/97, apresentasse à D.E. o EVTE do Módulo 1 de Desenvolvimento desse campo, levando em consideração:

· o impacto do projeto no escoamento de óleo e gás da Bacia de Campos e no parque de refino da Companhia;
· a proposta de engenharia financeira para o projeto, a ser elaborada pelo SEFIN; e
· a conclusão da negociação, por parte do SEGEN, para aquisição da plataforma DB-100 para atuar em Marlim Sul em substituição à plataforma P-36.

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

4 Nesse sentido, através do DIP E&P/SUEX-SSE 48/97, o E&P constituiu G.T. para realizar o EVTE, que se encontra em anexo, incorporando o impacto do projeto no escoamento de óleo e gás da Bacia de Campos e no parque de refino da companhia.

5 Com relação à engenharia financeira do projeto, através do DIP GDOGF 30.010/97 de 27/01/97 foi constituído G.T., coordenado pelo SEFIN, que irá brevemente apresentar proposta conclusiva a esse respeito.

6 Por fim, deve ser observado que a negociação da DB-100 está em fase final de conclusão, devendo a proposta ser apresentada à apreciação dessa D.E. até 28/03/97.

EXPOSIÇÃO DE MOTIVOS

1 O projeto do Módulo 1 de Desenvolvimento do campo de Roncador compreende as seguintes principais características (Figura 2):

1.1 UEP:

· semi-submersível (SS) P-36, posicionada em LDA de 1340 m. A SS P-36, anteriormente prevista para o Módulo 1 de Desenvolvimento de Marlim Sul, é a única UEP capaz de atender, no curto prazo, aos requisitos técnicos do projeto de Roncador, em termos de LDA e capacidades do sistema. Para tal, será necessário incrementar as capacidades dos sistemas de compressão de gás e de ancoragem da P-36, em relação àquelas previstas no projeto de Marlim Sul; e
· facilidades de produção: capacidade para processar e tratar 180 mil bpd óleo e movimentar 4,8 milhões m3/d gás;

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

1.2 Poços:

· completação submarina, com árvores de Natal molhadas horizontais (ANMH) e interligação individual à UEP, por meio de linhas flexíveis, de 19 poços produtores, sendo 15 novos e 4 exploratórios, e 7 poços de injeção de água;
· perfuração e completação de poços por meio de duas sondas, sendo uma, de posicionamento dinâmico (DP), inicialmente prevista para o desenvolvimento do campo de Marlim (Peregrine I) e outra ancorada, a contratar, para operar em LDA de 1900m;

· lançamento de linhas flexíveis de surgência através do barco Sunrise, inicialmente previsto para o desenvolvimento dos campos de Barracuda, Marlim e Marlim Sul, e contratação, no mercado, de barco de lançamento para LDA de 1000m, com o propósito de substituir o Sunrise no desenvolvimento de Marlim e Barracuda;

1.3 Escoamento de óleo através de navio do tipo FSO (Floating Storage and Offloading) com sistema turret, que ficará ancorado em LDA de 1.150m;

1.4 Escoamento de gás através de gasoduto para o continente:

· em trecho (flexível e rígido) com 10" de diâmetro e 39km de comprimento, da UEP até a um PLEM (Pipe Line End Manifold) em LDA de 110 m;
· do PLEM até a plataforma de Namorado (PNA-1) em trecho rígido de 20" de diâmetro e 52km de comprimento;
· da PNA-1 até o Ponto A, no continente, por duto rígido com 20" de diâmetro e 87km de comprimento;
· a partir do ponto A, por gasoduto de 20" de diâmetro e 70km de comprimento, até Cabiúnas; e
· a partir de Cabiúnas, considerou-se que o gás será transportado aos mercados consumidores do Rio de Janeiro, São Paulo, Minas Gerais e Espírito Santo, que é um dos cenários possíveis para comercialização do gás proveniente da Bacia de Campos. Dessa forma, foram previstos investimentos de US$ 51,41 milhões, adicionais àqueles constantes das propostas aprovadas pela D.E. através das atas 4.067, item 4, pauta 928, de 26/09/96 e 4.086, item 1, pauta 153, de 21/02/97, que não levaram em conta a oferta adicional de 2 milhões m3/d de gás, a ser proporcionada pelo campo de Roncador.

2 Os indicadores econômicos do Módulo 1 de Roncador estão apresentados na Tabela 1, ao nível de preços de janeiro/97.

TABELA 1
INDICADORES ECONÔMICOS
MÓDULO 1 DO DESENVOLVIMENTO DE RONCADOR

INDICADORES ECONÔMICOS	UNIDADE	
VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL)	milhões US$	1.471
VPL/INVESTIMENTO ATUALIZADO	US$/US$	1,12
TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)	% a.a.	41,52
TEMPO DE RETORNO A PARTIR DO INÍCIO DE PRODUÇÃO	anos	3,25
PONTO DE NIVELAMENTO (PN)	milhões BOE	165,65
PN/PRODUÇÃO ESPERADA	BOE/BOE	0,26
CUSTO UNITÁRIO DE PRODUÇÃO	US$/BOE	8,53

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

3 As Figuras 3 e 4 apresentam, respectivamente, o cronograma de implantação e a previsão plurianual de produção do Módulo 1 de desenvolvimento de Roncador. Merecem destaque nesse cronograma:

· a data de entrada em produção do sistema: dezembro/98; · o início das obras na UEP: março/97; e · o início da licitação do FSO: março/97.

3655

4 Com relação à previsão plurianual de produção, é interessante observar que em 1999 a produção de óleo de Roncador já será acima de 80.000 bpd, devendo-se atingir o pico de produção de óleo de cerca de 180.000 bdp no ano 2001.

5 Quanto aos aspectos orçamentários, o projeto está orçado em US$ 1.406,83 milhões, em termos de custo e desembolso, a nível de preços de janeiro de 1997 (ver Anexo 1). Nesse sentido, cabe observar, que o orçamento de desembolso ainda não inclui o resultado do G.T. DIP GDOGF 30.010/97, coordenado pelo SEFIN, que poderá revisar os valores aqui apresentados.

6 A diferença de US$ 316,62 milhões entre o custo econômico apresentado no EVTE (de 1.723,45 milhões) e o custo orçamentário, é devida aos investimentos no FSO e na P-36. Os investimentos no FSO, de US$ 103,21 milhões, não foram considerados nos recursos orçamentários, pois serão executados pela Brasoil, devendo portanto serem incluídos em seu orçamento. A diferença na P-36, refere-se ao fato de que no EVTE foi considerado o custo econômico, enquanto que, em termos de recursos orçamentários, foram considerados o leasing e a adaptação adicional dessa unidade.

7 A alocação de recursos para 1997, no valor de US$ 150,40 milhões, em termos de custo orçamentário, necessários para a execução do Modulo 1 de Roncador, não foram incluídos nas Bases do Plano Anual de Atividades de 1997 (PAA/97), encaminhada a D.E., através do SERPLAN-RES 5011/97, de 13 de fevereiro de 1997.

PROPOSIÇÕES

Em vista do exposto, submetemos o assunto à consideração de V.Sa., solicitando que, em estando de acordo, encaminhe-o à Diretoria Executiva com as seguintes proposições:

a) aprovar a implantação do projeto Módulo 1 do Desenvolvimento do Campo de Roncador, que está orçado em US$ 1.406,83 milhões, em termos de custo, a nível de preços de janeiro de 1997;

b) autorizar a inclusão do projeto Módulo 1 do Desenvolvimento do Campo de Roncador no PAA/97;

c) atribuir ao E&P a coordenação do projeto de desenvolvimento de Roncador;

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

d) recomendar à Petrobras Internacional S.A., BRASPETRO, que através de sua subsidiária BRASOIL, autorize o início da licitação internacional para fornecimento do FSO, delegando ao SEGEN a condução dessa contratação, em articulação com o E&P e CENPES, de forma a atender ao escoamento de óleo do campo de Roncador;

e) determinar ao E&P que inicie o processo de contratação de um barco para lançamento de linhas em LDA de até 1000m;

f) determinar ao E&P que inicie o processo de contratação de uma sonda para LDA de até 1900m;

g) determinar ao SERMAT que em articulação com o E&P, inicie o processo de licitação das Árvores de Natal molhadas horizontais, de forma à atender a completação dos 26 poços do Módulo 1 de Roncador; e

h) determinar ao Serplan que em articulação com o E&P e o Abastecimento, apresente à D.E. o EVTE do projeto do aproveitamento do gás da Bacia de Campos, levando em conta a oferta adicional de Roncador desde o início da sua produção.

Atenciosamente,

Luiz Eduardo Guimarães Carneiro
Superintendente-Executivo de E&P Sul-Sudeste

Sérvulo Geraldino da Costa Soares
Superintendente do Serviço de Planejamento

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

Anexo(s): Figura 1- Localização do Campo de Roncador na BC Figura 2- Concepção Esquemática do Módulo 1 de Roncador Figura 3- Cronograma do Módulo 1 de Roncador Figura 4- Previsão da Produção do Módulo 1 de Roncador Anexo 1- Planilha Plurianual de Recursos Orçamentários

CC: E-P/GEDEP, E-P/GERPRO, E-P/CODAB, E-P/GERER, E-P/GEREX, E-P/GEPLAN, SERPLAN/SUPER, SEGEN/SUPER, SEFIN/SUPER, CENPES/SUPER, SERMAT/SUPER, ABAST-TRAN/SUPER, ABAST-REF/SUPER, ABAST-MKC/SUPER, E-P-BC/GG

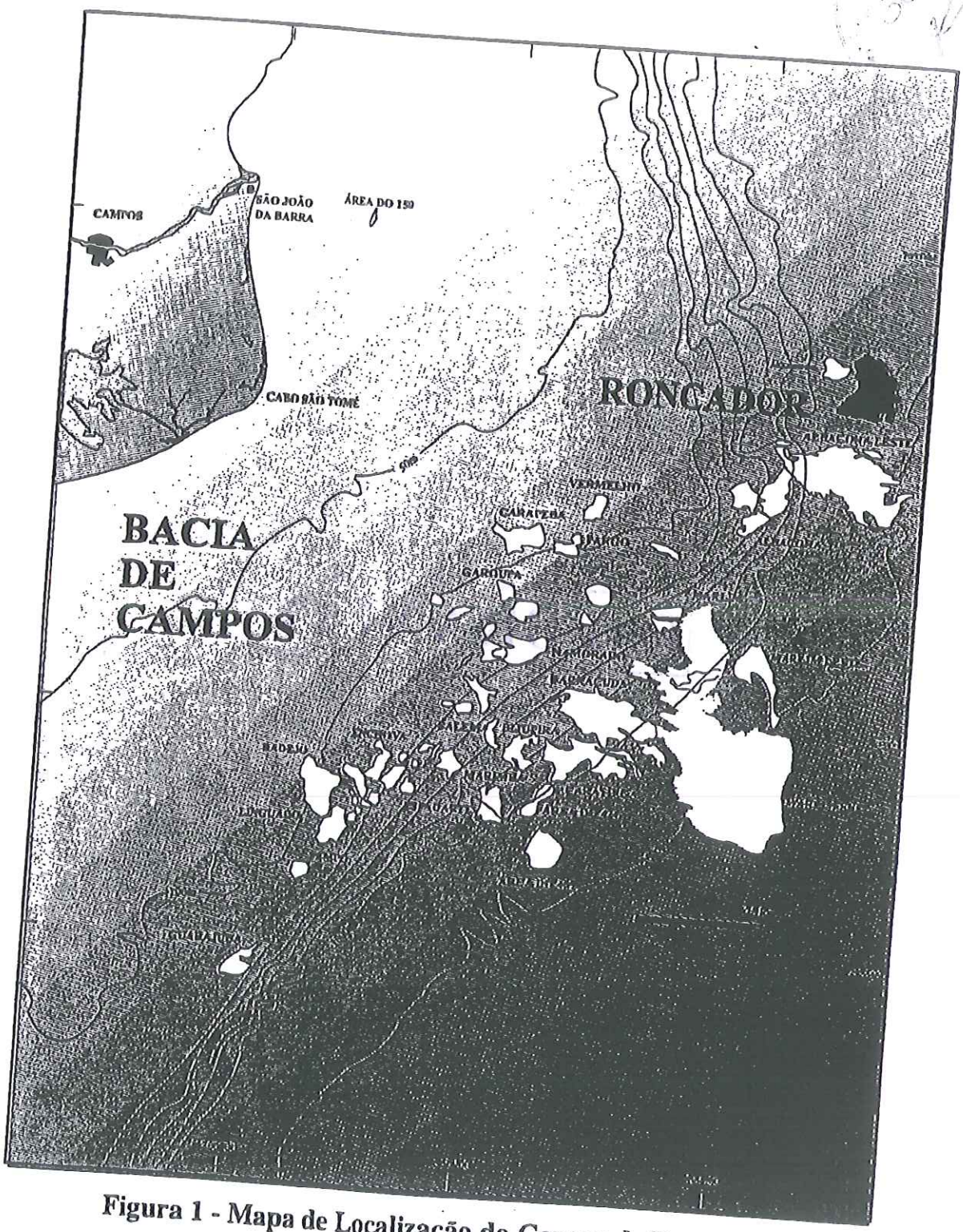


Figura 1 - Mapa de Localização do Campo de Roncador

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

Figura 2
CAMPO DE RONCADOR - MÓDULO 1

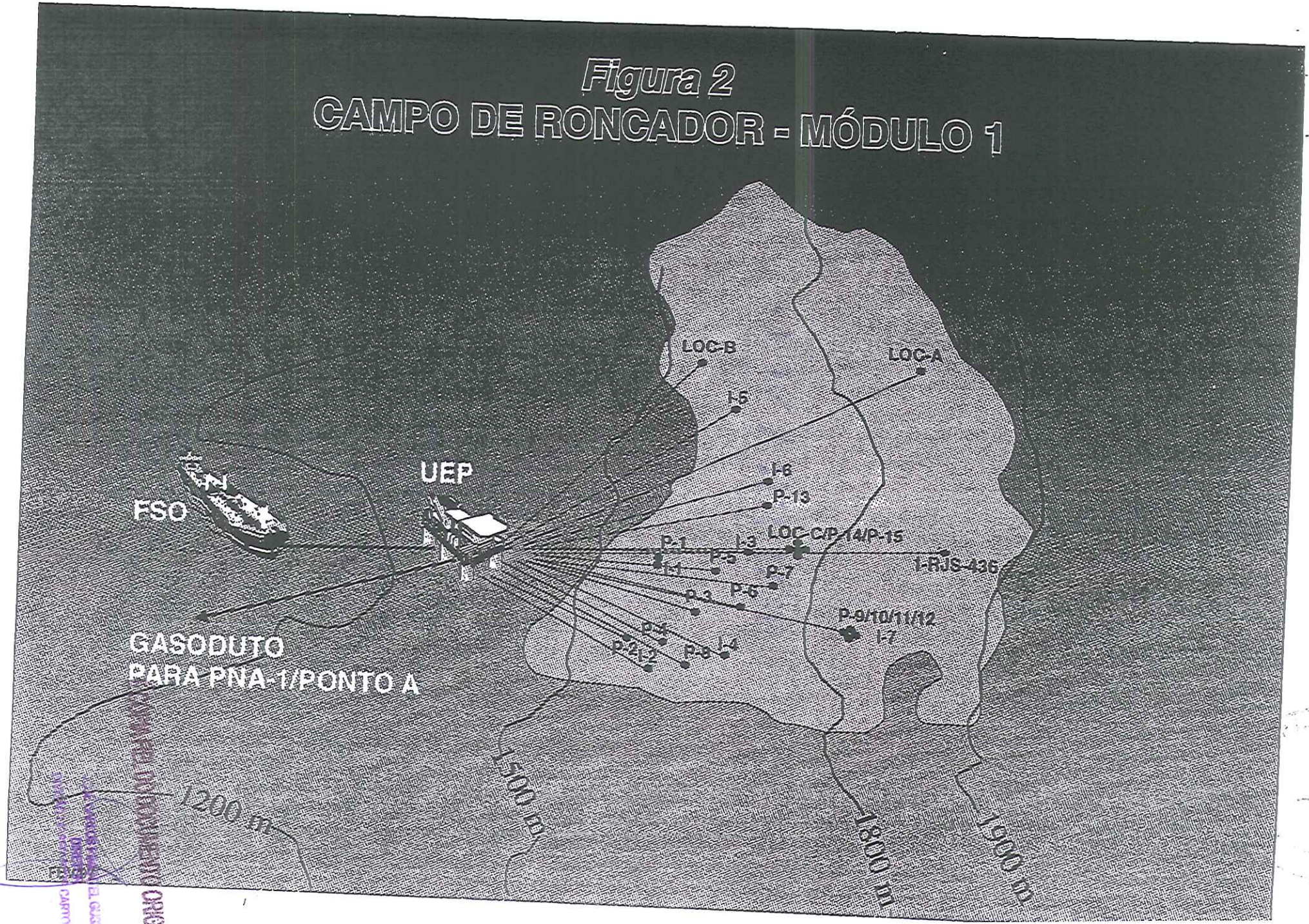
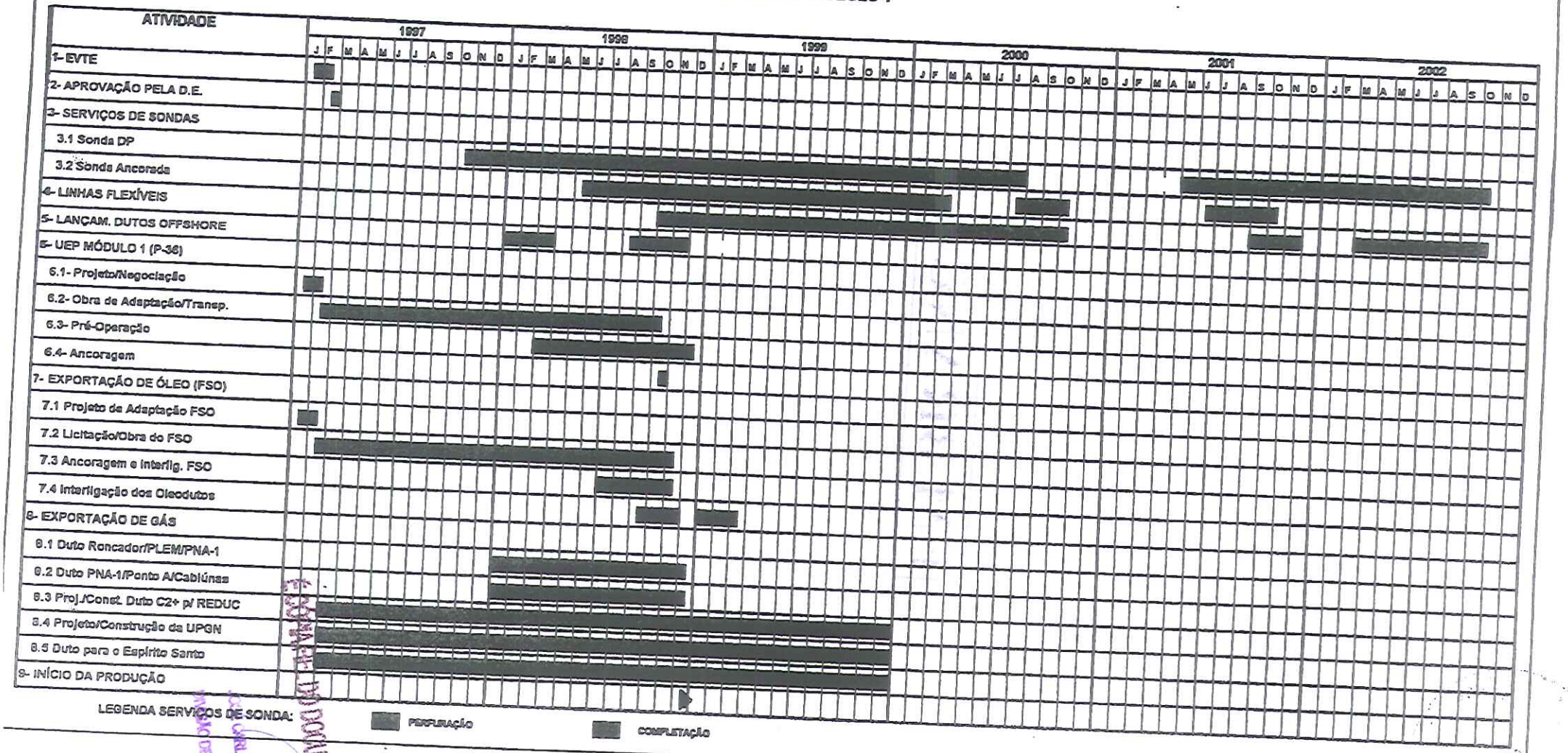


FIGURA 3

CRONOGRAMA GERAL DE IMPLANTAÇÃO
RONCADOR - MÓDULO 1



CÓPIA DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS FIRMATO GUSMÃO
DIRETOR
SERVIÇOS CONTRATADOS

FIGURA 4
PREVISÃO PLURIANUAL DE POTENCIAL DE PRODUÇÃO

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

ANEXO 1

Módulo 1 do Desenvolvimento do Campo de Roncador

Distribuição Plurianual de Recursos Orçamentários de Investimentos

ores expressos em US$ Milhões — OT: D0557 — Nível de preços: JAN/97

dade/Atividade / mento de Custo	Responsáve / Cod. Ativid.	CUSTO 1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL	DESEMBOLSO 1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL
oço/Perf. Explor.	E&P	35,82	13,02	0,00	0,00	0,00	0,00	48,84	31,28	17,56	0,00	0,00	0,00	0,00	48,84
Material	A22000	6,45	2,34	0,00	0,00	0,00	0,00	8,79	6,80	1,99	0,00	0,00	0,00	0,00	8,79
Serviço		29,37	10,68	0,00	0,00	0,00	0,00	40,05	24,48	15,57	0,00	0,00	0,00	0,00	40,05
oço/Perfuração	E&P	14,97	73,62	15,69	7,84	29,31	21,47	162,90	7,75	75,23	21,51	8,42	24,29	25,70	162,90
Material	B12100	2,69	13,25	2,82	1,41	5,28	3,86	29,32	4,68	11,69	2,61	1,99	5,06	3,28	29,32
Serviço		12,28	60,37	12,87	6,43	24,03	17,61	133,58	3,07	63,54	18,90	6,43	19,23	22,41	133,58
oço/Completação	E&P	0,00	25,80	146,34	77,13	36,20	50,67	336,14	1,16	13,16	140,80	95,78	28,40	56,84	336,14
Material	B13200	0,00	7,74	43,90	23,14	10,86	15,20	100,84	1,16	13,16	40,79	21,30	11,51	12,92	100,84
Serviço		0,00	18,06	102,44	53,99	25,34	35,47	235,30	0,00	0,00	100,01	74,48	16,89	43,92	235,30
nha rligação	E&P	0,00	58,56	165,57	100,89	23,29	45,91	394,22	2,31	62,79	163,02	97,82	24,18	44,10	394,22
Material	J32000	0,00	46,26	130,80	79,70	18,40	36,27	311,43	2,31	50,49	128,25	76,64	19,29	34,46	311,43
Serviço		0,00	12,30	34,77	21,19	4,89	9,64	82,79	0,00	12,30	34,77	21,19	4,89	9,64	82,79
leoduto/Lançam.	E&P	0,00	31,69	28,79	0,00	0,00	0,00	60,48	0,00	31,69	28,79	0,00	0,00	0,00	60,48
Material	J33000	0,00	30,33	26,82	0,00	0,00	0,00	57,15	0,00	30,33	26,82	0,00	0,00	0,00	57,15
erviço		0,00	1,36	1,97	0,00	0,00	0,00	3,33	0,00	1,36	1,97	0,00	0,00	0,00	3,33
duto/Lançam.	SEGEN	2,62	15,18	0,00	0,00	0,00	0,00	17,80	5,95	11,85	0,00	0,00	0,00	0,00	17,80
laterial	J33000	0,62	5,26	0,00	0,00	0,00	0,00	5,88	3,95	1,93	0,00	0,00	0,00	0,00	5,88
erviço		2,00	9,92	0,00	0,00	0,00	0,00	11,92	2,00	9,92	0,00	0,00	0,00	0,00	11,92
soduto/Lançam.	E&P	0,40	11,37	0,00	0,00	0,00	0,00	11,77	0,40	11,37	0,00	0,00	0,00	0,00	11,77
laterial	J33000	0,10	9,25	0,00	0,00	0,00	0,00	9,35	0,10	9,25	0,00	0,00	0,00	0,00	9,35
erviço		0,30	2,12	0,00	0,00	0,00	0,00	2,42	0,30	2,12	0,00	0,00	0,00	0,00	2,42
soduto/Lançam.	SEGEN	10,85	138,88	38,54	0,00	0,00	0,00	188,27	58,41	100,90	28,96	0,00	0,00	0,00	188,27
aterial	J30000	4,54	70,38	25,39	0,00	0,00	0,00	100,31	52,10	35,81	12,40	0,00	0,00	0,00	100,31
erviço		6,31	68,50	13,15	0,00	0,00	0,00	87,96	6,31	65,09	16,56	0,00	0,00	0,00	87,96
36/Leasing	E&P	78,40	80,40	0,00	0,00	0,00	0,00	158,80	78,40	80,40	0,00	0,00	0,00	0,00	158,80
aterial		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
erviço		78,40	80,40	0,00	0,00	0,00	0,00	158,80	78,40	80,40	0,00	0,00	0,00	0,00	158,80
-36/Ancoragem	E&P	3,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,52	3,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,52
aterial	J31000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
erviço		3,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,52	3,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,52
-36/Telecom.	Serinf	0,25	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,25	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50
aterial	J31000	0,25	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,25	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50
erviço		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
é-operação	E&P	3,57	17,00	3,02	0,00	0,00	0,00	23,59	3,57	17,00	3,02	0,00	0,00	0,00	23,59
aterial	Q00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
rviço		3,57	17,00	3,02	0,00	0,00	0,00	23,59	3,57	17,00	3,02	0,00	0,00	0,00	23,59
TOTAL GERAL		150,40	465,77	397,95	185,86	88,80	118,05	1.406,83	193,00	422,20	386,10	202,02	76,88	126,63	1.406,83
E&P		136,68	311,46	359,41	185,86	88,80	118,05	1.200,26	128,39	309,20	357,14	202,02	76,88	126,63	1.200,26
SEGEN		13,47	154,06	38,54	0,00	0,00	0,00	206,07	64,36	112,75	28,96	0,00	0,00	0,00	206,07
SERINF		0,25	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,25	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50

ota: . investimentos com a P-36 estão considerados os leasing, até o início da produção, e os gastos adicionais com a adaptação ataforma, enquanto no EVTE está considerado o custo econômico, a diferença a menor na tabela é de US$ 213,41 milhões. bela, também, não estão considerados o investimentos com o FPSO, de US$ 103,21 milhões, que devem ser incluídos no orçamento da Brasoil, do, estes gastos estão considerados no EVTE.

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

Fonte: GEPLAN/GEPLAC

ANEXO 1 (Continuação)

Módulo 1 do Desenvolvimento do Campo de Roncador

Pagamentos Efetuados em Moeda Estrangeira

Distribuição Plurianual de Recursos Orçamentários de Investimentos

ores expressos em US$ Milhões — OT: D0557 — Nível de preços: JAN/97

da de/Atividade	Responsáve	CUSTO							DESEMBOLSO						
mento de Custo	Cod. Ativid.	1996	1997	1998	1999	1999	2000	TOTAL	1996	1997	1998	1999	1999	2000	TOTAL
oço/Perf. Explor.	E&P	19,09	6,94	0,00	0,00	0,00	0,00	26,03	19,09	6,94	0,00	0,00	0,00	0,00	26,03
Material	A22000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Serviço		19,09	6,94	0,00	0,00	0,00	0,00	26,03	19,09	6,94	0,00	0,00	0,00	0,00	26,03
oço/Perfuração	E&P	7,98	39,24	8,36	4,18	15,62	11,44	86,83	7,98	39,24	8,36	4,18	15,62	11,44	86,83
Material	B12100	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Serviço		7,98	39,24	8,36	4,18	15,62	11,44	86,83	7,98	39,24	8,36	4,18	15,62	11,44	86,83
oço/Completação	E&P	0,00	11,74	66,58	35,09	16,47	23,05	152,94	0,00	11,74	66,58	35,09	16,47	23,05	152,94
Material	B13200	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ser		0,00	11,74	66,58	35,09	16,47	23,05	152,94	0,00	11,74	66,58	35,09	16,47	23,05	152,94
nha/Interligação	E&P	0,00	3,69	10,43	6,36	1,47	2,89	24,84	0,00	3,69	10,43	6,36	1,47	2,89	24,84
Material	J32000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
erviço		0,00	3,69	10,43	6,36	1,47	2,89	24,84	0,00	3,69	10,43	6,36	1,47	2,89	24,84
oduto/Lançam.	E&P	0,00	31,35	28,30	0,00	0,00	0,00	59,65	0,00	31,35	28,30	0,00	0,00	0,00	59,65
aterial	J33000	0,00	30,33	26,82	0,00	0,00	0,00	57,15	0,00	30,33	26,82	0,00	0,00	0,00	57,15
viço		0,00	1,02	1,48	0,00	0,00	0,00	2,50	0,00	1,02	1,48	0,00	0,00	0,00	2,50
oduto/Lançam.	SEGEN	1,47	12,61	0,00	0,00	0,00	0,00	14,08	3,69	10,39	0,00	0,00	0,00	0,00	14,08
aterial	J33000	0,62	3,12	0,00	0,00	0,00	0,00	3,74	2,84	0,90	0,00	0,00	0,00	0,00	3,74
rviço		0,85	9,49	0,00	0,00	0,00	0,00	10,34	0,85	9,49	0,00	0,00	0,00	0,00	10,34
soduto/Lançam.	E&P	0,00	8,94	0,00	0,00	0,00	0,00	8,94	0,00	8,94	0,00	0,00	0,00	0,00	8,94
aterial	J33000	0,00	8,80	0,00	0,00	0,00	0,00	8,80	0,00	8,80	0,00	0,00	0,00	0,00	8,80
rviço		0,00	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,00	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14
soduto/Lançam.	SEGEN	4,54	72,99	0,00	0,00	0,00	0,00	77,53	52,09	25,44	0,00	0,00	0,00	0,00	77,53
aterial	J30000	4,54	60,88	0,00	0,00	0,00	0,00	65,42	52,09	13,33	0,00	0,00	0,00	0,00	65,42
rviço		0,00	12,11	0,00	0,00	0,00	0,00	12,11	0,00	12,11	0,00	0,00	0,00	0,00	12,11
36/Leasing	E&P	78,40	80,40	0,00	0,00	0,00	0,00	158,80	78,40	80,40	0,00	0,00	0,00	0,00	158,80
aterial		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
rviço		78,40	80,40	0,00	0,00	0,00	0,00	158,80	78,40	80,40	0,00	0,00	0,00	0,00	158,80
-36/Ancoragem	E&P	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
aterial	J31000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
rviço		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
36/Telecom.	Serinf	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
terial	J31000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
rviço		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ó-operação	E&P	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Q00000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL GERAL		111,48	287,90	113,68	45,63	33,56	37,39	609,64	161,25	218,13	113,68	45,63	33,56	37,39	609,64
E&P		105,47	182,30	113,68	45,63	33,56	37,39	518,03	105,47	182,30	113,68	45,63	33,56	37,39	518,03
SEGEN		6,01	85,60	0,00	0,00	0,00	0,00	91,61	55,78	35,83	0,00	0,00	0,00	0,00	91,61
SERINF		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSSÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Fonte: GEPLAN/GEPLAC

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS

SECRETARIA GERAL DA PETROBRAS (SEGEPE)

C O M U N I C A D O

A decisão contida neste documento é de caráter reservado e de uso exclusivo do órgão destinatário, sendo vedada a reprodução.

REFERÊNCIA

Ata DE.4.056, item 26, de 11-7-96 - Pauta nº 674

ASSUNTO

DESENVOLVIMENTO DO CAMPO DE MARLIM SUL (FASE I) - Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica (EVTE)

D E C I S Ã O

A Diretoria Executiva aprovou as proposições constantes do DIP-E&P/SUEX-SSE-000020/96, de 9-7-96, formuladas pelos titulares da Superintendência Executiva de Exploração e Produção Sul-Sudeste (E&P-SSE) e do Serviço de Planejamento (SERPLAN).

CIENTIFICADO (S)

E&P - SEGEN - CENPES - SEFIN - SERPLAN

Hélio Shiguenobu Fujikawa
Secretário-Geral

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

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

679

DOCUMENTO INTERNO PETROBRAS - DIP

À
Consideração da
Diretoria Executiva

ANTONIO CARLOS S. DE AGOSTINI
Diretor
09/07/96

Rio de Janeiro, 09/07/96

E-P/SUEX-SSE 000020/96

Para: GDACA

Assunto: Desenvolvimento do Campo de Marlim Sul - Fase I

Síntese

Encaminhamento do Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica (EVTE) da Fase I do Campo de Marlim Sul, para apreciação e aprovação.

Histórico

1. Em novembro de 1987, através da perfuração do poço 4-RJS-382, ao sul do Campo de Marlim, foi descoberta uma nova acumulação de hidrocarbonetos, que deu origem ao Campo de Marlim Sul. Este campo está situado sob lâmina d'água de 800 a 2600 m e a cerca de 110 km do litoral norte do Estado do Rio de Janeiro.

2. Sua produção teve início em abril de 1994 com a entrada em produção do poço 3-MRL-4-RJS, escoando para a plataforma P-20 do Projeto Piloto de Marlim. A seguir, em maio de 1995, com o objetivo de manter sua produção, tal poço foi remanejado para a plataforma P-18 do Módulo 1 de Marlim.

3. Este poço foi completado em lâmina d'água de 1027 metros, representando o atual recorde mundial de produção em águas profundas. Atualmente sua produção diária é de cerca de 1500 m3.

4. Dez poços exploratórios já foram perfurados no Campo de Marlim Sul. Esses poços estão concentrados no norte da estrutura, onde as lâminas d'água são menores.

5. O reservatório se estende por uma área aproximada de 640 km2 e possui volumes originais de 8,1 bilhões de barris (1,29 bilhões de m3) de óleo e 154,4 bilhões de m3 de gás. As reservas atualmente estimadas para o campo chegam a 1,18 bilhões de barris (190 milhões de m3) de óleo e 22,3 bilhões de m3 de gás.

Exposição de Motivos

1. A concepção atual da estratégia de desenvolvimento do Campo de Marlim Sul engloba três etapas principais denominadas de Fase Piloto, Fase I e Fase II.

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

2. A Fase I (enfocada neste EVTE e que engloba a Fase Piloto) compreende a explotação da porção do reservatório situado até a lâmina d'água de 1500 m, onde se pode fazer o uso de tecnologia disponível ou em fase adiantada de desenvolvimento. A Fase II, além de restrições tecnológicas, é bastante incipiente a nível de informações de geologia e reservatórios e seu desenvolvimento está postergado até que se tenham maiores informações.

3. A Fase Piloto de Marlim Sul está concebida de forma que suas instalações sejam reaproveitadas na próxima etapa do projeto. O Piloto será a primeira etapa de produção do Módulo 1 da Fase I do desenvolvimento do Campo.

4. Foram estudados dois cenários para o desenvolvimento da Fase I, o Cenário 1, com três módulos de 100.000 bpd cada, e o Cenário 2, com dois módulos de 150.000 bpd cada, sendo que o Cenário 2 é aquele que maximiza o VPL (Valor Presente Líquido). Para cada cenário foram analisados, inicialmente, três tipos de Unidades Estacionárias, que poderiam ser utilizadas no Módulo 1 da Fase I do projeto, FPSO, TLP e SS. Nesta análise, ficou recomendada a adoção de UEP do tipo semisubmersível (SS) para o primeiro módulo, sendo descartadas tecnicamente as opções de unidades do tipo FPSO e TLP.

5. O escoamento do óleo do Módulo 1 será realizado através de um FSO com turret e o gás será escoado para a PNA-1 através de um gasoduto de 12 polegadas e 43 km de extensão. A forma de escoamento do Módulo 2 está sendo analisada integralmente nos estudos de escoamento da Bacia de Campos.

6. Dentro da alternativa de semisubmersíveis foram consideradas as opções de SS Nova e SS Convertida. Foram, ainda, estudadas três alternativas do tipo SS Convertida, ofertadas pelo mercado: a DB-100, a SANA 15000 e a West Royal. A West Royal foi descartada tecnicamente por não atender aos requisitos mínimos para o projeto do Módulo 1. A DB-100 é uma semisubmersível do tipo crane vessel, sem planta de produção, que pode ser considerada como opção para SS Convertida desde que atenda aos critérios a serem estabelecidos no edital de licitação. A SANA 15000, por sua vez, é uma SS de produção e perfuração, com uma planta para 100.000 bpd (valor nominal), que atende tecnicamente ao projeto, embora necessite de uma adaptação para as condições de Marlim Sul.

7. A SANA 15000 apresenta como principal vantagem a capacidade de antecipar a entrada em produção do campo em até 12 meses, sendo conveniente observar que a antecipação, neste prazo, só é possível caso se proceda à negociação direta da unidade. No estudo desta alternativa foi considerado o prazo de 25 meses para entrada em produção, a partir da aprovação do EVTE (21 meses a partir da assinatura do contrato), e uma estimativa de preço para a plataforma, já convertida, de cerca de US$ 356,5 milhões, sendo US$ 268,0 milhões de preço base e US$ 88,5 milhões referentes à sua adaptação para as condições de Marlim Sul.

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

8. A estimativa do preço base leva em conta que a SANA 15000 é uma plataforma de 5a geração, construida para operar como unidade de produção e perfuração, com capacidade estrutural e especificações de materiais superiores aos de uma plataforma concebida apenas para os fins de produção. Estas características permitem supor que os custos de manutenção serão menores, e que haverá uma maior flexibilidade de adaptação às necessidades do projeto, além de um maior tempo de vida útil da plataforma.

9. Apesar do preço estimado para a SANA 15000, convertida para 150.000 bpd, ser superior às estimativas para as SS Convertida e SS Nova, a análise mostra que esta alternativa é a mais atrativa para a Petrobras, com uma diferença positiva de VPL de US$ 156,5 milhões, para a Fase I, quando comparada com a segunda opção (SS Convertida). Esta diferença sobe para US$ 245,6 milhões quando comparada com a alternativa SS Nova. Considerando apenas a implantação do Módulo 1, o VPL praticamente se iguala ao da SS Convertida (diferença de US$ 2,2 milhões) e mantém uma diferença de US$ 51,4 milhões para a SS Nova. A maior atratividade desta alternativa se deve, basicamente, ao menor prazo necessário à sua implantação.

10. Esta alternativa se mostrou como a de maior potencial de ganho econômico para a Fase I de Marlim Sul, sendo recomendada pelo EVTE.

11. Como a alternativa recomendada envolve a contratação direta da unidade, e a atratividade do projeto é bastante sensível ao prazo de implantação, recomenda-se o acompanhamento cuidadoso do processo de aquisição, bem como a adoção de uma alternativa de contingência para fazer face à eventual não concretização da negociação. A alternativa sugerida é a da contratação de uma SS convertida ou nova, através de processo de licitação.

12. A viabilidade física de implantação da alternativa SANA 15000, nos prazos apresentados no EVTE, passa pelo equacionamento do fornecimento de Árvores de Natal (ANMs) e pela disponibilização de sondas de posicionamento dinâmico e de barcos para lançamento de linhas, podendo ser necessária alguma contratação adicional.

13. O estudo em questão propõe, dentro de uma análise abrangente da Fase I de desenvolvimento do Campo de Marlim Sul que recomenda o Cenário 2 (dois módulos de 150.000 bpd cada), a implantação do Módulo 1 desta fase, opção SANA 15000, passando por uma Fase Piloto durante os três primeiros anos de produção. O estudo conclui que o projeto é técnica e econômicamente viável, apresentando excelentes indicadores economicos.

14. Os indicadores econômicos da Fase I, conforme proposto, são apresentados a seguir, a nível de preços de fevereiro de 1996:

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

INDICADORES	UNIDADE	TRIBUTAÇÃO SEM	COM
Valor Presente Líquido - VPL	US$ bilhões	2,95	1,91
Razão VPL/Investimento AtualizadoU	S$/US$	2,37	1,53
Tempo de Retorno (Inicio Oper.)	Anos/Meses	4a/3m	4a/8m
Taxa Interna de Retorno	% aa	47,68	39,97
Ponto de Nivelamento -PN	milhões BOE	163,55	208,17
Razão PN/Produção Esperada	BOE/BOE	0,15	0,19
Custo Unitário de Investimento	US$/BOE	4,39	4,39
Custo Unitário Operacional	US$/BOE	1,77	1,77
Custo Unitário de Tributação	US$/BOE	---	3,70
Custo Unitário de Produção	US$/BOE	6,16	9,87

15. Os indicadores econômicos do Módulo 1, da Fase I, a nível de preços de fevereiro de 1996, são os seguintes:

INDICADORES	UNIDADE	TRIBUTAÇÃO SEM	COM
Valor Presente Líquido - VPL	US$ bilhões	1,48	0,93
Razão VPL/Investimento Atualizado	US$/US$	1,87	1,17
Tempo de Retorno (Inicio Oper.)	Anos/Meses	3a/8m	4a/3m
Taxa Interna de Retorno	% aa	42,81	35,25
Ponto de Nivelamento - PN	milhões BOE	95,21	124,86
Razão PN/Produção Esperada	BOE/BOE	0,19	0,25
Custo Unitário de Investimento	US$/BOE	5,11	5,11
Custo Unitário Operacional	US$/BOE	1,91	1,91
Custo Unitário de Tributação	US$/BOE	---	3,58
Custo Unitário de Produção	US$/BOE	7,01	10,59

16. Quanto aos aspectos orçamentários, o Módulo 1 do Campo de Marlim Sul está orçado em US$ 583,57 milhões em termos de custo e desembolso, a nível de preços de fevereiro de 1996.

17. A diferença entre os valores orçamentários de US$ 583,57 milhões e os estimados no EVTE, que montam a US$ 1.063,22 milhões, são relativos à aquisição da UEP e do FSO através de modalidade de financiamento, via BRASOIL, de US$ 437,21 milhões, e ao custo de abandono, de US$ 42,44 milhões, que irá onerar o orçamento de operações do E&P.

18. A alocação de recursos para 1996, no valor de US$ 170,00 mil, em termos de custo, já se encontram incluídos na proposta de investimento para o PAA-96.

19. A análise social para o Módulo 1 aponta para uma economia líquida de divisas de US$ 1.715,71 milhões e um custo da divisa economizada de 0,31 R$/US$.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

PROPOSIÇÕES

a) aprovar o projeto Desenvolvimento do Campo de Marlim Sul - Fase I que prevê investimentos da ordem de US$ 1.937,65 milhões e a utilização de duas unidades de produção de 150.000 bpd para a explotação do campo;

b) aprovar a implantação do Módulo 1 da Fase I do desenvolvimento do Campo de Marlim Sul, operando inicialmente como Fase Piloto, orçado em US$ 583,57 milhões em termos de custo e desembolso, a nível de preços de fevereiro de 1996;

c) atribuir à Superintendência Executiva do E&P a coordenação da implantação do projeto;

d) determinar ao SEGEN que, em articulação com o E&P, CENPES e SEFIN, inicie as negociações para a aquisição da plataforma SANA 15000, já convertida para as condições de Marlim Sul, submetendo à Diretoria Executiva, no prazo de 3 meses, os resultados obtidos;

e) determinar à Superintendência Executiva do E&P que encaminhe à Diretoria Executiva, após o término das negociações mencionadas no item anterior, os novos indicadores do projeto;

f) determinar ao SEGEN que, em articulação com o E&P e o CENPES, providencie a licitação para aquisição do FSO para o escoamento do óleo produzido;

g) determinar ao CENPES que, em articulação com o E&P e o SEGEN, providencie o desenvolvimento do projeto básico da UEP-1, na forma das Alternativas 2A e 2B desse EVTE, que prevêem, respectivamente, a utilização de uma SS-Convertida ou uma SS-Nova, de forma a funcionar como alternativa de contingência à negociação da SANA 15000;

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

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

h) determinar ao SEGEN que, em articulação com o E&P e o CENPES, inicie as providências necessárias à contratação da alternativa de contingência, condicionando a colocação do edital da UEP aos resultados das negociações para contratação da SANA 15000. Nessa licitação deverão ser consideradas as opções de fornecimento de uma SS Convertida ou uma SS Nova.

Atenciosamente,

Luiz Eduardo Guimaraes Carneiro
Superintendente Executivo de E&P Sul-Sudeste

Servulo Geraldino da Costa Soares
Superintendente do Serviço de Planejamento

Anexo(s): Relatório EVTE - Desenvolvimento Campo Marlim Fase I

CC: E-P/GERPRO, E-P/SUEX, DETRAN/SG, DEPIN/SG, DECOM/SG, SERPLAN/SUPER, SEGEN/SUPER, SEFIN/SUPER, SERMAT/SUPER, CENPES/SUPER, E-P-BC/GG

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

7330 - 0

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

ANEXO II
DOC. 09

DOCUMENTO INTERNO PETROBRAS - DIP

Rio de Janeiro, 16 de Junho de 1997

SEGEN/SUPER - 000374/97

PARA: DIRETOR SEBASTIÃO HENRIQUES VILARINHO

ASSUNTO: Aquisição da Plataforma PB-200 para o Campo de Marlim Sul

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO Original
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

HISTÓRICO

Através da Ata 4056, de 11/07/96, a Diretoria Executiva aprovou a implantação do módulo 1 da Fase I de Marlim Sul. Inicialmente, foi negociada a plataforma SPIRIT OF COLUMBUS como UEP-1 deste campo, tendo sido assinado o contrato de Afretamento com Opção de Compra, em janeiro de 1997.

Com a descoberta do campo de Roncador, foi proposta e aprovada pela D.E. a antecipação do desenvolvimento deste campo, utilizando-se a plataforma SPIRIT OF COLUMBUS, que se apresentava como a melhor alternativa para esta antecipação. Foi também determinado pela D.E. que fosse negociada diretamente, junto ao seu proprietário, a plataforma PB-200 (anteriormente denominada DB-100), a qual havia sido oferecida no processo licitatório da P-37, onde foi habilitada. Tal negociação deveria adequar a proposta feita para a P-37, às características da UEP-1 do módulo 1 de Marlim Sul.

Foi criada uma comissão interdepartamental para este fim, que estabeleceu que a negociação deveria ser feita com a empresa FPSO PARTNERS, L.L.C., que é a proprietária da embarcação e a empresa brasileira SOTEC Engenharia Gerenciamento e Tecnologia, que é a detentora de autorização da FPSO PARTNERS, para realizar esta negociação junto a PETROBRAS. Após várias rodadas de negociação, a comissão recomendou a aquisição da plataforma, baseada em proposta de "Afretamento com Opção de Compra", com as seguintes características:

- Data de propostas [illegible]

SEGEN/SUPER- 000374/97

- Duração do afretamento: 12 anos
- Valor da taxa diária: US$ 148,878.00

- Prazo total do contrato de conversão: 28 meses

4. Em virtude do alto valor envolvido nesta negociação, foi decidido dar continuidade às negociações e, para isto, foi criada uma nova Comissão de Negociação, que recebeu uma proposta com ligeira redução de preço em relação à proposta inicial. Esta nova proposta, considerada não satisfatória, tinha as seguintes características:

- Tipo de proposta comercial: "Afretamento com Opção de Compra"
- Duração do afretamento: 12 anos
- Valor da taxa diária: US$ 148,520.00

- Prazo total do contrato de conversão: 26 meses

5. Nesta ocasião, surgiu a MITSUBISHI CORPORATION, juntamente com a FPSO PARTNERS e ISOTEC, apresentando uma proposta também baseada na filosofia de "Afretamento com Opção de Compra", mas desta vez englobando não só a semi-submersível de produção, mas também o navio tipo FSO (P-38) que compõe o módulo1 da fase I de Marlim Sul. Esta proposta tinha as seguintes características:

- Tipo de proposta comercial: "Afretamento com Opção de Compra"
- Duração do afretamento: 12 anos
- Valor da taxa diária: US$ 219,890.00

- Prazo total do contrato de conversão: 25 meses

Esta proposta foi considerada não satisfatória, pois a PETROBRAS não demonstrou interesse em fazer a aquisição conjunta destas duas unidades.

6. Em virtude da dificuldade de se chegar a uma proposta adequada para a PETROBRAS, foi proposto e aprovado pela D.E., o encerramento das negociações, através da DIP-SEGEN/SUPER - 316/97, de 20/05/97.

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

JUSTIFICATIVA

À época do EVTE, foram analisadas pelo corpo técnico da PETROBRAS duas alternativas para aplicação como UEP-1 do campo de Marlim Sul. O uso de unidades tipo FPSO foi descartado tecnicamente após profundas discussões, devido ao grande número de risers e grande lâmina d'água previstos para a fase I de Marlim Sul. O uso desta tecnologia está limitado até 47 risers, ARQUIVO

SEGEN/SUPER- 000374/97

inviabilidade técnica do uso de manifolds submarinos, devido ao arranjo de fundo conter poços muito afastados, com altas vazões previstas e à restrição tecnológica de instalação destes equipamentos em lâminas d'água profundas. Desta maneira, a explotação da Fase I de Marlim Sul só se viabiliza, através de uma unidade semi-submersível de grande porte.

8. A única unidade semi-submersível atualmente disponível para conversão, no mercado, que atende às condições de carga necessárias e com área suficiente para instalação de uma planta de produção de 150.000 BOPD e 6.000.000 Nm^3/dia de gás, em lâmina d'água de 1080 m, é a plataforma PB-200.

9. Cabe ressaltar também que, em setembro de 1995, foi realizada uma missão conjunta envolvendo SEGEN, E&P e CENPES, com o objetivo de analisar algumas unidades então disponíveis no mercado, incluindo a plataforma PB-200. Conforme o relatório da missão, sobre a PB-200 foi registrado:

- "O estado atual da embarcação é muito bom. A parte inferior do convés, bem como as colunas internas estão bem conservadas, podendo-se dizer o mesmo do interior das colunas."
- "Todas as colunas possuem casco duplo, com uma distância entre eles de 2,28 m, o que fornece uma barreira para os casos de alagamento de coluna e, portanto, não deverá ser difícil atender aos critérios de estabilidade das novas regras para plataformas offshore."
- "A plataforma não deve apresentar problemas de fadiga estrutural, pois tem um índice de utilização, desde sua construção, de apenas 40%, o que, do ponto de vista de fadiga estrutural é bastante positivo."

10. Outras ofertas foram feitas a PETROBRAS, com base no uso de semi-submersíveis, como por exemplo as plataformas BINGO 8000, ALLEGHENY e ILLION. Todas foram analisadas tecnicamente e descartadas para uso em lâminas d'água profundas e plantas com grande capacidade, como a UEP-1 de Marlim Sul, pois não atendem aos requisitos necessários de área de convés e capacidade de carga disponível e, em especial, ao deslocamento mínimo necessário da ordem de 35.000 t.

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

11. Em virtude da disposição da PETROBRAS de encerrar as negociações, a MITSUBISHI/ISOTEC/FPSO PARTNERS fez sua proposta final, também com base na filosofia de "Afretamento com Opção de Compra", com as condições abaixo:

- Tipo de proposta comercial: "Afretamento com Opção de Compra"
- Duração do afretamento: 12 anos
- Valor da taxa diária: US$ 130,000.00
- Prazo total do contrato:

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

SEGEN/SUPER- 00037497

12. Cabe ressaltar que a proposta acima reflete uma redução de 1 mes em relação ao prazo proposto anteriormente, o que faz com que o projeto fique ainda mais atrativo economicamente.

13. O preço global (valor presente) da proposta acima é de US$ 309,245,997.23, utilizando-se uma taxa de juros de 11,5% a.a. efetiva, já considerando a adequação dos requisitos especificados da P-37 de Marlim, às condições da UEP-1 de Marlim Sul.

14. O preço global acima está mais barato do que a proposta vencedora da licitação da P-37 de Marlim, pois, se adicionarmos US$ 29,000,000.00 (valor estimado pela PETROBRAS, para a adequação dos requisitos especificados da P-37 de Marlim, às condições da UEP-1 de Marlim Sul), ao valor da proposta vencedora da licitação da P-37, que foi de US$ 280,805,487.00, obteremos um total de US$ 309,805,487.00. Naquele processo licitatório, a proposta vencedora ofertava um FPSO CONVERTIDO, que não é adequado para UEP-1 de Marlim Sul.

CONCLUSÃO

15. Em face do exposto, solicitamos a V.S.a. que, caso de acordo, encaminhe à apreciação da Diretoria Executiva as seguintes proposições:

a) Reconsiderar a decisão referente ao item 27 da Ata de D.E. 4.099, de 22-5-97, Pauta nº 547, que determinava suspender as negociações para aquisição da Plataforma PB-200;

b) Recomendar à Petrobras Internacional S.A. - BRASPETRO, que através de sua subsidiária, Braspetro Oil Services Company - BRASOIL, assine os instrumentos contratuais necessários ao afretamento com opção de compra da Plataforma PB-200, com a MITSUBISHI CORPORATION, no prazo de 12 anos e taxa diária de US$ 130.000,00.

c) Levar o assunto ao conhecimento do C.A.

Atenciosamente,

Alceu Barroso Lima Neto
Superintendente de Serviços de [illegible]

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

VOTO DO VICE-PRESIDENTE EDUARDO CUNHA

Anexo 35

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

ANEXO 17

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

SEGEN/SUPER-

1º OFÍCIO DE NOTAS
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Nº Iccaad
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 224-8423
Certifico que a presente é cópia fiel do original que me foi exibida.
Rio de Janeiro, 1º Ofício de Notas
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto
Válido somente com selo de Fiscalização.
Escrevente Comissionado
Recibo nº 75
Total R$2,53

DOCUMENTO INTERNO PETROBRAS - DIP

CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BRT 35182

Rio de Janeiro, 18 MAR 1997

SEGEN/SUPER - 000170 /97

PARA: DIRETOR SEBASTIÃO HENRIQUES VILARINHO
DIRETOR ORLANDO GALVÃO FILHO
DIRETOR ANTONIO CARLOS SOBREIRA DE AGOSTINI

ASSUNTO: Aquisição da Plataforma PB-200 para o Campo de Marlim Sul

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

HISTÓRICO

Desde 1993, quando foi iniciado o programa de desenvolvimento dos campos de Marlim e Albacora, a PETROBRAS vem adotando o modelo de aquisição e conversão de plataformas, acopladas a alguma estrutura do tipo "sale-and-leaseback" com "tradings" japonesas. Nesse cenário, foi proposta a plataforma PB-200 (anteriormente denominada DB-100), que oferecia, segundo os proponentes, uma grande capacidade de carga, e uma grande área de convés, características estas que facilitam sua conversão para instalação das grandes plantas de produção de óleo, características da explotação dos campos gigantes da PETROBRAS.

2. Através da Ata 4056, de 11/07/96, a Diretoria Executiva aprovou a implantação do módulo 1 da Fase I de Marlim Sul. A alternativa recomendada e aprovada contemplava a plataforma SPIRIT OF COLUMBUS como UEP-1. A segunda colocada era a alternativa de conversão de uma semi-submersível licitada no mercado. A alternativa FPSO foi descartada tecnicamente, devido as características do módulo 1, em relação a número de poços e lâmina d'água, conforme consta daquele relatório de EVTE.

3. No item 26 da mesma Ata 4056, de 11.07.96, foi determinado ao Serviço de Engenharia que, em articulação com o E&P, CENPES e SEFIN, realizasse as negociações para aquisição da Plataforma SPIRIT OF COLUMBUS, já adaptada

às condições de Marlim Sul. Conforme orientação da Diretoria Executiva, a plataforma foi negociada, tendo sido assinado o contrato de Afretamento com Opção de Compra, em janeiro de 1997.

4. Com a descoberta do campo de Roncador, em outubro de 1996, e havendo excelente expectativa com relação ao potencial de produção deste campo, aliada ao fato do óleo ser de ótima qualidade, o que traria vários benefícios ao abastecimento de derivados no país, foi encaminhada à Diretoria Executiva, a proposta de antecipação do desenvolvimento deste campo. Este desenvolvimento contemplava o uso da plataforma Spirit of Columbus, que se apresentava como a melhor alternativa para esta antecipação. Esta proposta foi encaminhada pela DIP E&P/SUEX-SSE 002/97, de 07/01/97, tendo sido aprovadas todas as suas recomendações.

5. Dentre as demais propostas da DIP E&P/SUEX-SSE 002/97, de 07/01/97, constava a determinação de que o SEGEN, em articulação com o E&P, o SEFIN e o SEJUR negociasse diretamente, junto ao proprietário da plataforma PB-200, a aquisição da mesma, a qual havia sido oferecida no processo licitatório da P-37. Tal negociação deveria adequar a proposta feita para a P-37, às características da UEP-1 do módulo 1 de Marlim Sul.

JUSTIFICATIVA

CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BR13514
13º OFÍCIO DE NOTAS - LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Nº iccaai
Av. Rio Branco 135 grupo 31[illegible] - RJ - Tel. 224-8423
Certifico que a presente é cópia fiel do original que foi exibido.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - PRAI - 75
Válido somente com selo de Fiscalização. - Total R$:2,53

6. Visando cumprir tal determinação, o SEGEN criou uma comissão interdepartamental para este fim, através da DIP SEGEN/SUPER 070/97, de 27/01/97, com representantes do SEGEN, E&P, SEJUR e SEFIN.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

7. A Comissão de Negociação estabeleceu que a negociação deveria ser feita com a empresa FPSO PARTNERS, L.L.C., que é a proprietária da embarcação e a empresa brasileira ISOTEC Engenharia Gerenciamento e Tecnologia, que é a detentora de autorização da FPSO PARTNERS para realizar esta negociação junto a PETROBRAS.

8. Assim como foi considerada tecnicamente adequada para a locação da P-37 (UEP-5 de Marlim), durante aquele processo licitatório, e conforme parecer do E&P/GETINP em nota ao SUEX-SSE de 07/01/97, que considera a plataforma também adequada para operação em Marlim Sul, a Comissão de Negociação considerou que a plataforma PB-200 é tecnicamente adequada, com as modificações solicitadas, acordadas e documentadas, para aplicação como unidade de produção (UEP-1) do Campo de Marlim Sul, conforme previsões constantes do Estudo Viabilidade Técnico-Econômica deste campo.

9. Após a análise da documentação técnica fornecida pela PETROBRAS, a ISOTEC/FPSO PARTNERS, após várias rodadas de negociação, apresentou sua

proposta comercial, baseada na filosofia de "Afretamento com Opção de Compra", pois esta forma foi considerada, pelo SEFIN, como sendo a mais viável na atual conjuntura. Esta proposta possui as seguintes caracteristicas:

- Tipo de proposta comercial: "Afretamento com Opção de Compra"
  - Duração do afretamento: 12 anos
  - Valor da taxa diária: US$ 148,878.00
- Prazo total do contrato de conversão: 26 meses

Esta foi a proposta final da ISOTEC/FPSO PARTNERS, quando foram esgotadas as possibilidades de redução do valor e prazo. Com esse resultado, a comissão apresentou o relatório do processo de negociação, que se encontra anexo.

10. No processo licitatório da P-37 de Marlim, onde houve competição entre tipos diferentes de unidades de produção, a PETROBRAS obteve dados atualizados referentes aos valores de mercado destas unidades. Naquele processo, o preço ofertado para a alternativa SS Convertida foi de US$ 311,255,519.40, correspondentes ao preço global de US$ 319,800,000.00, deduzidos de US$ 8,544,480.60 referentes às planilhas de itens extras. A Comissão de Negociação considerou este valor como base para a negociação.

11. A adequação dos requisitos especificados para a P-37 de Marlim, às condições da UEP-1 de Marlim Sul, conforme previsto na decisão da D.E., engloba, entre outros, o aumento da capacidade de compressão de gás, da capacidade de geração de energia, da capacidade de injeção de água, além do sistema de ancoragem, devido a maior lâmina d'água no local de instalação da plataforma. O valor total estimado para estas diferenças foi de US$ 29,000,000.00, o que faz com que o valor total estimado pela PETROBRAS para a plataforma seja de US$ 340,255,519.40.

12. O afretamento da PB-200 representa uma operação diferente das recentes contratações de plataformas de produção da Companhia. Desde a construção da P-18, vem se adotando um modelo de compra e contratação de reforma, seguido da contratação, pela PETROBRAS, de uma operação de "leasing" exclusivamente financeiro, em negociações distintas, de maneira que facilita a avaliação isolada das variáveis. No caso da PB-200, assim como da recente contratação da Spirit of Columbus, a oportunidade que surge de utilizar seus serviços mediante o pagamento de uma taxa diária representativa de um "leasing", engloba os riscos financeiros de venda da unidade propriamente dita, com os riscos de financiamento da conversão. Assumindo que uma taxa de juros de 11,5% a.a. é uma taxa adequada a ser cobrada em uma operação de financiamento, para uma empresa como a FPSO PARTNERS, a semelhança do que foi recentemente aplicado no processo de aquisição da Spirit of Columbus, e calculando o valor atual desta taxa diária, para um período de 12 anos, obtemos o valor atual de US$ 346,499,320.90 .

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

17

A comparação entre as opções atualmente existentes demonstra que a melhor alternativa é a de adquirir a plataforma PB-200, através de negociação direta. Fica também evidenciada, após os resultados das negociações, a atratividade desta alternativa.

CONCLUSÃO

16. Em face do exposto, ratificamos as conclusões e proposições apresentadas no relatório da Comissão de Negociação para afretamento da plataforma PB-200, e solicitamos a V.S.as. que, caso de acordo, encaminhem à apreciação da Diretoria Executiva as seguintes proposições:

a) Tomar conhecimento do relatório da Comissão de Negociação visando o afretamento da Plataforma PB-200 (anteriormente denominada DB-100), onde foi negociada uma taxa diária de US$ 148,878.00, por um período de 12 anos;

b) Determinar ao SEGEN que, após ouvido o SEJUR, submeta à D.E. e ao C.A. as minutas finais dos contratos.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Atenciosamente,

Alceu Barroso Lima Neto
Superintendente do Serviço de Engenharia

Márcio Eiras de Moraes
Superintendente do Serviço Financeiro

Luiz Eduardo Guimarães Carneiro
Superintendente Executivo do E&P Sul-Sudeste

CORREGEDORIA GERAL
DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BRT 35176

Anexo 1: Relatório da comissão interdepartamental de negociação da plataforma PB-200.

RELATÓRIO DE COMISSÃO DE NEGOCIAÇÃO

Relatório de Negociação visando aquisição da plataforma PB-200 (anteriormente denominada DB-100), para instalação como unidade flutuante de produção para o Módulo 1 da Fase I de Marlim Sul.

1 - INTRODUÇÃO

1.1 - A Diretoria Executiva da PETROBRAS, em sua reunião de 11/07/96, Ata 4056, através do item 26, resolveu aprovar a implantação do Módulo 1 da Fase I de Marlim Sul, determinando ao SEGEN que, em articulação com E&P, CENPES e SEFIN, iniciasse as negociações para a aquisição da plataforma Spirit of Columbus, já adaptada para as condições de Marlim Sul, submetendo a Diretoria Executiva, no prazo de 3 meses, os resultados obtidos.

1.2 - A partir da decisão daquele colegiado, o Superintendente do Serviço de Engenharia, no uso de suas atribuições, e através do DIP SEGEN/SUPER-426/96 de 19/07/96, constituiu a Comissão de Negociação, com representantes do SEGEN, E&P, CENPES, SEJUR E SEFIN, que concluiu a negociação, recomendando a aquisição da referida plataforma.

1.3 - O relatório da comissão de negociação foi encaminhado à Diretoria Executiva, através do DIP SEGEN/SUPER-625/96, de 23/10/96. Neste DIP, recomendava-se também que, caso de acordo, a D.E. determinasse ao Superintendente do SEGEN que assinasse o M.O.A. (Memorandum of Agreement) com a MARÍTIMA - Navegação e Engenharia Ltda. e determinasse aos Superintendentes do SEGEN, SEFIN e E&P-SSE que prosseguissem as negociações com a MARÍTIMA, nos termos do M.O.A..

1.4 - Tais recomendações foram atendidas e, em 06/11/1996, foi assinado o M.O.A., após sua análise e aprovação pelo SEJUR.

1.5 - Após o prosseguimento das negociações, conforme determinado pela D.E., foi assinado o Contrato de Afretamento com Opção de Compra da Spirit of Columbus, em 01/01/97.

1.6 - Com a descoberta do campo de Roncador, em outubro de 1996, e havendo excelente expectativa com relação ao potencial de produção deste campo, aliada ao fato do óleo ser de ótima qualidade, o que traria vários benefícios ao abastecimento de derivados no país, foi encaminhada à Diretoria Executiva, a proposta de antecipação do desenvolvimento deste campo, utilizando, para isto, a plataforma Spirit of Columbus, que se apresentava como a melhor alternativa para esta antecipação. Esta proposta foi encaminhada pelo DIP E&P/SUEX-SSE 002/97, de 07/01/97, e aprovada integralmente pela D.E., conforme Ata D.E. 4081, item 31, de 09/01/97.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PINTO DE OLIVEIRA
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

1.7 - Entre as demais proposições constantes do DIP E&P/SUEX-SSE 002/97, de 07/01/97, aprovadas pela D.E. em 09/01/97, consta a determinação de que o SEGEN, em articulação com o E&P, o SEFIN e o SEJUR negociasse a aquisição da plataforma PB-200, a qual foi apresentada no processo licitatório da P-37. Tal negociação deveria adequar a proposta feita para a P-37, às características da UEP-1 do módulo 1 de

Marlim Sul, devendo os resultados de tal negociação ser encaminhados à D.E., até 28/02/97.

1.8 - A partir desta decisão, o Superintendente do Serviço de Engenharia, no uso de suas atribuições, e através do DIP SEGEN/SUPER - 070/97 de 27/01/97, constituiu a Comissão de Negociação, com representantes do SEGEN, E&P, SEJUR e SEFIN.

2 - METODOLOGIA ADOTADA

2.1 - O processo de negociação em curso se amparou nos princípios de inexigibilidade de licitação, conforme parecer do SEJUR, constante do DIP SEJUR-037/97, de 08/01/97.

2.2 - A Comissão de Negociação estabeleceu que a negociação deveria ser feita com a empresa FPSO PARTNERS, L.L.C., que é a proprietária da embarcação e a empresa brasileira ISOTEC Engenharia Gerenciamento e Tecnologia, que é a detentora de autorização da FPSO PARTNERS para realizar esta negociação junto a PETROBRAS. A documentação comprobatória da propriedade da plataforma, de sua situação atual junto a credores e referente a representação da ISOTEC foi toda analisada e considerada adequada pelo SEJUR.

2.3 - Foi fornecida a documentação de projeto básico da instalação requerida, elaborada pelo CENPES, para análise da ISOTEC/FPSO PARTNERS, conforme documento SEGEN/EMBAR 010/97, de 06/02/97. Foi fornecido também, na mesma data, o Memorial Descritivo da Adaptação da P-37 para Marlim Sul. O objetivo deste último documento é resumir os principais requisitos a serem modificados na documentação da P-37 de Marlim, para que a plataforma possa ser convertida para operação no campo de Marlim Sul.

2.3.1 - A partir da análise da documentação técnica, foram realizadas reuniões de discussões técnicas com a participação conjunta da ISOTEC/FPSO PARTNERS, para esclarecimento de dúvidas.

2.3.2 - O projeto básico da UEP-1 de Marlim Sul e o Memorial Descritivo da Adaptação da P-37 para Marlim Sul estão sob guarda do Empreendimento para Construção das Plataformas e Dutos de Barracuda (EMBAR) do SEGEN. Foi acordado que os requisitos constantes do Memorial Descritivo da Adaptação dos Requisitos da P-37 para a P-40 de Marlim Sul fariam parte de um anexo do contrato de conversão da unidade.

2.4 - Após o esclarecimento de todas as dúvidas relativas à documentação fornecida, a ISOTEC/FPSO PARTNERS apresentou sua proposta comercial, que possui as seguintes características:

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

- Tipo de proposta comercial: Preço Global
- Preço ("Lump Sum Price") : US$ 363,544,488.80 composto das parcelas:
  - . US$ 355,000,009.00 ("Lump Sum Price")
  - . US$ 8,544,480.60 (Serviços Extras)
- Prazo do contrato: 30 meses

2.5 - Na mesma data da entrega da primeira proposta, foi solicitado a ISOTEC/FPSO PARTNERS, conforme orientação do SEFIN, que apresentasse proposta comercial baseada na filosofia de "Afretamento com Opção de Compra", pois esta forma se mostra a mais viável na atual conjuntura.

2.6 - Conforme solicitado, a ISOTEC/FPSO PARTNERS apresentou a proposta comercial abaixo, com opção de duração do afretamento de 10 ou 12 anos:

- Tipo de proposta comercial: "Afretamento com Opção de Compra"
- Prazo total do contrato de conversão: 29 meses

A) - Duração do afretamento: 12 anos
- Valor da taxa diária: US$ 149,998.69

B) - Duração do afretamento: 10 anos
- Valor da taxa diária: US$ 164,859.60

- Valor Residual: US$ 1,600,000.00

2.7 - Após solicitar que o preço residual fosse de US$ 1.00, optar pelo afretamento de 12 anos e apresentar considerações relativas ao preço e prazo propostos anteriormente, a PETROBRAS obteve da ISOTEC/FPSO PARTNERS uma redução de preço e prazo e, através da correspondência nº 063/97, datada de 12/03/97, apresentou nova proposta, na forma abaixo:

- Tipo de proposta comercial: "Afretamento com Opção de Compra"
  - Duração do afretamento: 12 anos
  - Valor da taxa diária: US$ 148,878.00
  - Valor residual: US$ 1.00
- Prazo total do contrato de conversão: 26 meses

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

3 - CONCLUSÕES

3.1 - Assim como foi considerada tecnicamente adequada para a locação da P-37 (UEP-5 de Marlim), durante aquele processo licitatório, e conforme parecer do E&P/GETINP em nota ao SUEX-SSE de 07/01/97, que considera a plataforma também adequada para operação em Marlim Sul, a Comissão de Negociação considerou que a plataforma PB-200 é tecnicamente adequada, com as modificações solicitadas, acordadas e documentadas, para aplicação como unidade de produção (UEP-1) do Campo de Marlim Sul, conforme previsões constantes do Estudo Viabilidade Técnica e Econômica deste campo.

3.2 - No processo licitatório da P-37 de Marlim, onde houve competição entre tipos diferentes de unidades de produção, a PETROBRAS obteve dados atualizados referentes aos valores de mercado destas unidades. Naquele processo, o preço ofertado para a alternativa SS Convertida foi de US$ 311,255,519.40, correspondentes ao preço global de US$ 319,800,000.00, deduzidos de US$ 8,544,480.60 referentes às planilhas de itens extras. A Comissão de Negociação considerou este valor como base para a negociação.

3.3 - A adequação dos requisitos especificados para a P-37 de Marlim, às condições da UEP-1 de Marlim Sul, conforme previsto na decisão da D.E., engloba, entre outros, o aumento da capacidade de compressão de gás, da capacidade de geração de energia, da capacidade de injeção de água, além do sistema de ancoragem, devido a maior lâmina d'água no local de instalação da plataforma. O valor total estimado pelo SEGEN

para estas diferenças foi de US$ 29,000,000.00, o que faz com que o valor total estimado para a plataforma seja de US$ 340,255,519.40.

3.4 - O afretamento da PB-200 representa uma operação diferente das recentes contratações de plataformas de produção da Companhia. Desde a construção da P-18, vem se adotando um modelo de compra e contratação de reforma, seguido da contratação, pela PETROBRAS, de uma operação de "leasing" exclusivamente financeiro, em negociações distintas, de maneira que facilita a avaliação isolada das variáveis. No caso da PB-200, assim como da recente contratação da Spirit of Columbus, a oportunidade que surge de utilizar seus serviços mediante o pagamento de uma taxa diária representativa de um "leasing", engloba os riscos financeiros de venda da unidade propriamente dita, com os riscos de financiamento da conversão. Assumindo uma taxa de juros de 11,5% a.a., a semelhança do que foi recentemente aplicado no processo de aquisição da Spirit of Columbus, e calculando o valor atual desta taxa diária, para um período de 12 anos, obtemos o valor atual de US$ 346,499,320.90 .

3.5 - A diferença entre o preço estimado e o ofertado é muito pequena, isto é, de cerca de 1,8% do valor estimado. Cabe ressaltar que a PB-200 é uma plataforma que tem grande área disponível de convés, grande capacidade de carga e grande deslocamento (62.000 t, contra 54.000 t da Spirit of Columbus). Além disto, comparativamente com a Spirit of Columbus, recentemente contratada, a PB-200 terá a vantagem de ter vários sistemas e materiais exatamente conforme a preferência operacional da Companhia, já que, no caso da Spirit of Columbus, como todos os sistemas da plataforma já eram existentes, a PETROBRAS acabou aplicando excepcionalidades em termos de padrões técnicos. Alguns exemplos disto são a tubulação de água em cobre/níquel, ao invés de aço galvanizado, dutos de ar em aço inoxidável, ao invés de aço galvanizado, "flare" em lança, ao invés de em torre no meio da plataforma, resfriamento com água doce, ao invés de com água salgada, entre outros.

3.6 - O desembolso por barril de produção também oferece uma possível aproximação de denominador comum para fins de se comparar o custo do financiamento entre as plataformas recentemente adquiridas. Por este critério, a P-18 exige um desembolso de aproximadamente US$ 1.40/barril de produção, como seria de se esperar, tendo em vista que sua vida útil extrapola a vida do "leasing". A P-33, que exigirá gastos previstos de US$ 1.82/barril, é, por motivos de escala, a mais onerosa. Em contrapartida, a plataforma P-25, reformada, representará dispêndios de aproximadamente US$ 1.00/barril, apesar dos custos financeiros de seu "leasing" terem sido os mais elevados já contratados. A Spirit of Columbus foi inicialmente contratada com taxa de US$ 0.998/barril. Por este conceito, a média das plataformas contratadas se aproxima de US$ 1.10 barril, sendo que com uma produção de 150.000 barris/dia, a despesa com o afretamento da PB-200 representa US$ 0.992/barril, conforme preços negociados. É necessário salientar ainda que estas estimativas excluem os benefícios da produção de gás.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PINHEIRO GONÇALVES
DIRETOR
ASSUNTOS CARTORIAIS

3.7 - Cabe ressaltar também que, além da redução no preço ofertado inicialmente, a ISOTEC/FPSO PARTNERS reduziu também o prazo de conversão da plataforma, em 4 meses, relativamente ao prazo previsto no processo licitatório da P-37. Conforme a proposta negociada, a plataforma estará pronta para produzir em 24 meses após a assinatura do contrato, que terá um prazo global de 26 meses. Os valores de preço e prazo de conversão apresentados na proposta foram utilizados como dados de entrada para análise do EVTE. Comparou-se esta alternativa com a alternativa de iniciar um

processo de licitação para aquisição de uma plataforma SS Convertida, ou uma SS Nova. O quadro abaixo apresenta os resultados desta análise:

ALTERNATIVA	VPL (US$)	Data de Início de Produção
PB-200 (Negociação direta)	1,683,000,000.00	Maio/1999
SS Convertida (licitação)	1,575,000,000.00	Fev./2000
SS Nova (licitação)	1,494,000,000.00	Maio/2000

A comparação entre as opções atualmente existentes demonstra que a melhor alternativa é a de adquirir a plataforma PB-200, através de negociação direta. Fica também evidenciada, após os resultados das negociações, a atratividade desta alternativa.

4 - RECOMENDAÇÕES

Diante das considerações acima apresentadas, a Comissão de Negociação recomenda a aquisição da plataforma PB-200 (futuramente denominada P-40), através de afretamento com opção de compra, com taxa diária de US$ 148,878.00, por um prazo de 12 anos, conforme proposta apresentada pela ISOTEC/FPSO PARTNERS.

Rio de Janeiro, 17 de março de 1997.

Roberto Fernandes Orzechowsky
Coordenador
SEGEN/EMBAR

Carlos Roberto Mattos
Membro
E&P/CODIM

Fernando de Castro Sá
Membro
SEJUR/DICONT

Flora H. Pecego M. Alves
Membro
SEFIN/SUCON

Joel Cezar de Andrade Filho
Membro
SEGEN/EMBAR

José Orlando Melo de Azevedo
Membro
SEGEN/EMBAR

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO Original
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

13º OFÍCIO DE NOTAS - Ricardo de Jesus Gomes
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Escrevente Substituto
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 224-8423
Certifico que a presente é cópia fiel do original que foi exibido.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto

CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BRT 35171

VOTO DO VICE-PRESIDENTE EDUARDO CUNHA

Anexo 36

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

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

DOCUMENTO INTERNO PETROBRÁS - DIP

3685
1556

Rio de Janeiro, 03 de julho de 1997.

GDSHV - &C 066/97

PARA: DIRETORIA EXECUTIVA

Ref.: Plataforma PB-200.

Após encaminhamento da proposição referida no SEGEN/SUPER-374/97, foram acordadas com a MITSUBISHI as seguintes modificações nas condições para afretamento da PB-200:

① Taxa de afretamentos: US$ 129.750,00 por dia, em bases fixas.

② Condições de pagamento:

1) Tempo de carência - 270 dias após a data de assinatura do contrato de afretamento.
2) Primeiro pagamento: 360 dias após a assinatura do contrato de afretamento.
3) Do segundo ao quadragésimo oitavo pagamento: cada pagamento deverá ser feito 90 dias após a data do pagamento imediatamente precedente.

A nova taxa interna de retorno mostrou-se menor que 10% a.a., cerca de 9,83% a.a., que a nosso ver está alinhada às últimas aprovações para operações do mesmo gênero.

Dessa forma, proponho a aceitação das novas condições gerais da proposta da MITSUBISHI, conforme telex em anexo, determinando ainda, que o assunto retorne à D.E., para a aprovação das condições finais do contrato a ser firmado com aquela Companhia.

Atenciosamente,

Sebastião Henriques Vilarinho
Diretor

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

13º OFICIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário Titular
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. OA-8423
Certifico que a presente é cópia fiel do original que foi exibido.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - PRMJ - 75
Valido somente com selo de Fiscalização. - Total R$ 2,53

CORREGEDOR DA JUSTIÇA
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BRT3

Mitsubishi Corporation
6-3, MARUNOUCHI 3-CHOME,
CHIYODA-KU,
TOKYO 100-86, JAPAN
TELEPHONE (03) 3210-3111
TELEX MOTOM A

3686

557

July 2, 1997

Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobrás

Attn : Sr. Sebastião Henriquês Vilarinho
Director, Research&Engineering

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

Dear Sir,

Subj.: DP-100 Conversion

Reference is kindly made to our letter addressed to Sr.Luiz Carlos Quintella Freire, Deputy General Manager-SEGEN dated June 10, 1997 followed by series of discussion with your President and Directors.

In accordance with result of discussion between you and Mitsubishi Corporation do Brasil S/A. on July 1, 1997, we hereby accept following conditions which was proposed by you in the said meeting as your final accepetable conditions for captioned deal :

① Charter Rate : US$129,750.-/day on fixed basis
② Payment Condition :
1) Grace Period : 270days after the signing date of the charter contract
2) 1st Installment : 360days after the signing date of the charter contract
3) From 2nd to 48th Installment :
Each Installment shall be paid on 90 days after the payment date of the immediate precedent installment respectively.

Please kindly allow us to remind you that our acceptance hereinabove was made by our sincere desire to contribute to oil production industries promoted by Petrobrás and we are looking forward to finalization of charter contract as soon as possible.

Very Truly Yours,

Mitsubishi Corporation

for K.Katayama
General Manager
Oil, Gas&Chemical Plant Dept.

Acknowledged by

Petróleo Brasileiro S.A.

Sebastião Henriques Vilarinho
Director, Research&Engineering

580

Mitsubishi Corporation
6-3, MARUNOUCHI 2-CHOME,
CHIYODA-KU,
TOKYO 100-86, JAPAN
TELEPHONE (03) 3210-2121
TELEX MCTOK A J33333

June 10, 1997

Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobrás

Attn : Sr. Luiz Carlos Quintella Freire
Deputy Generar Manager - SEGEN

Dear Sir,

Subj.: DB-100 Conversion

Reference is kindly made to meeting between Mr.Sebastião Henriques Vilarinho, Director of Research&Engineering and Mitsubishi Corporation do Brasil S/A. on June 6,1997 followed by telephone conversation between Mr.Vilarinho and Mr.K.Kodaka of Mitsubishi Corporation do Brasil S/A. on June 6, 1997.

As a result of serious discussion and negotiation with FPSO Partner together with best effort of the shipyard and ourselves, we are pleased to hereby confirm our acceptance to Mr.Vilarinho's counter proposal US$130,000.-/day as the daily rate based on 12years leasing model, of which terms and conditions are same as that of our letter addressed to your Mr.Alceu Barroso Lima Neto dated April 23, 1997.

Also we would like to inform you that we can reduce delivery period by 1month, which means FPU could be delivered to Marlim Sul Field in maximum 24months after execution of the charter contract.

Lastly, we would like to draw your kind attention to the fact that our acceptance to your counter proposal hereof was made by our political decision to let us have chance to contribute to oil production industries promoted by Petrobrás and you are very kindly requested to issue your written confirmation by June 20, 1997.

Very Truly Yours,

Mitsubishi Corporation

for Y. Katayama
General Manager
Oil, Gas&Chemical Plant Dept.

CC: - Mr.Sebastião Henriques Vilarinho, Director, Research&Engineering
- Mr.Irani Carlos Varella, General Manager, E&P - Production

13º OFICIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Nº 1ccaaa
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 224-8423
Certifico que a presente é cópia fiel do original que me foi apresentado.
Rio de Janeiro, 05 de dezembro de 1997.
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto
Válido somente com selo de Fiscalização.
Ofício de Notas
Registro Civil
CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BSK 27235
É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Mitsubishi Corporation

6-3, MARUNOUCHI 2-CHOME,
CHIYODA-KU,
TOKYO 100-86, JAPAN
TELEPHONE (03) 3210-2121
TELEX MCTOK A J33333

May 28, 1997

SUPER.
fu. conhecer
24/5/97

Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobrás

Attn : Mr. Luiz Carlos Quintella Freire
Deputy General Manager, Engineering Service - SEGEN

Dear Sir,

Subj.: DB-100 conversion

Pursuant to our negotiation, regarding to our letter dated April 23, 1997, we would like to confirm our concordance to present our proposal only for DB-100.

The daily rate only for DB-100 is as 142,360.-/day (One hundred forty two thousand and three hundred and sixty.), based on a 12years leasing model which means that the amounts paid are not to be integrated to Petrobrás

We would like to confirm that the rate is fixed basis and it shall not be affected by change of financial market situation after the contract signed and is compatible with the precedent price practiced by Petrobrás.

We are very confident that our proposal shall be fully satisfactory to you and are looking forward to having further discussion to the matter to reach mutual agreement for the conclusion.

Very Truly Yours,

Mitsubishi Corporation

Y. Katayama
General Manager
Oil, Gas&Chemical Plant Dept.

CC: - Sr.Irani Carlos Varella, General Manager, E&P - Production
- Sra.Emma Urzedo Rocha, Deputy General Manager, SEFIN
- Sr. Rui Beforto

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL SUSSMAN
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

13º OFÍCIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Nº 13º Ofício de Notas
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel Ricardo de Jesus Gomes
Certifico que a presente é cópia fiel do original que foi exibido.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
Escrevente Substituto

CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BSK 27231

VOTO DO VICE-PRESIDENTE EDUARDO CUNHA

Anexo 37

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Mitsubishi Corporation

6-3, MARUNOUCHI 2-CHOME
CHIYODA-KU,
TOKYO 100-86, JAPAN
TELEPHONE (03) 3210-2121
TELEX MCTOK A J32333

3699 / 596

April 23, 1997

Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras

Attn : Mr. Alceu Barroso Lima Neto
General Manager, Engineering Service - SEGEN

Dear Sir,

Subj.: Leasing of FPU/FSO for Marlim Sul Field

We would like to express our sincere gratitude for Petrobras for giving us the opportunity to have the meeting between your President Mr. Joel Mendes Rennó and our Mr. Y.Suga, President of Mitsubishi Corporation do Brasil S/A. on March 11, 1997.

As expressed in the letter delivered to Petrobras at said meeting, we have a keenest interest in your Marlim Sul field project. We have learned about your ongoing negotiations with FPSO partner, who was lowest semi-submersible bidder in the recent P-37 tender, for utilization of the semi-submersible PB-200 (formerly DB-100) for Marlim Sul P-40 project.

After contacting and a series of successful negotiations with the referred company, we are in a position, with the full support from the rig owner, to submit our lease purchase proposal hereunder as a package deal offer for the Marlim Sul field combining P-38 FSO and P-40 semi-submersible Production Unit.

Both of the above can be delivered to Marlim Sul Field in maximum 25 months after execution of the charter contract, which, we believe, will be helpful for Petrobras to achieve the production targets and bring enormous economic advantages.

① Daily Charter Rate : US$219,890.- on fixed basis.
Note : The rate is subject to international financial market prevailing at a time of conclusion of the charter contract.

② Lease period : 12 years commencing from the execution of the charter contract and all other relevant documents.

③ Detailed terms and conditions shall be discussed and subject to mutual agreements and successful documentation(s) satisfactory to all the parties.

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

13º OFICIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - NO iccaas
Av. Rio Branco 135 grupo 312 / RJ / Tel. 224-1[illegible]
Certifico que a presente é cópia reprodução do original que foi exibido [illegible]
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - PRAZ - 75
Válido somente com selo de fiscalização. - Total R$ 2,53

CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
BSK 27218

VER PASTA

Mitsubishi Corporation

We are very confident that our proposal shall be fully satisfactory to you and are looking forward to serving you as soon as possible.

Very Truly Yours,

Mitsubishi Corporation

Y. Katayama
General Manager
Oil, Gas&Chemical Plant Dept.

13º OFICIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 224-8478
Certifico que a presente é cópia fiel do original que foi exibido.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - PKMJ - 75
Valido somente com selo de Fiscalização. - Total R$ 2,53

13º Ofício de Notas
Ricardo de Jesus Gomes
Escrevente Substituto

CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
PKMJ 27217

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

Ilmo. Sr.
Dr. Joel Mendes Rennó
Presidente da PETROBRAS
Av. República do Chile 65 - 24º andar
20035-000 Rio de Janeiro

Ref.: Afretamento de Plataformas e FSO'S, com opção de compra pela PETROBRAS.

13º OFICIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Nº iccait
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 224-8439 Ofício
Certifico que a presente é cópia fiel do original que foi exibido. Escrevente
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - PRAZ - 75
Válido somente com selo de Fiscalização. - Total R$.2,53

CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº RSK 27220

Senhor Presidente,

Conforme é do conhecimento de V.Sa., a Mitsubishi negociou com a PETROBRAS, durante mais de um ano, uma operação de suporte financeiro para que essa empresa pudesse adquirir a Plataforma SPIRIT OF COLOMBUS.

Para tanto, em 15 de janeiro de 1996, foi assinada uma "Letter of Intentions", estabelecendo as condições básicas para que se pudesse estruturar a operação.

Posteriormente, V.Sa. nos deu o prazer de, em 13 de março, visitar nossa Companhia em Tóquio, ocasião em que se pôde cristalizar ainda mais o interesse de nossas corporações em prosseguir nos entendimentos visando o leasing da Plataforma para a PETROBRAS com "funding" da Mitsubishi.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CORPORATIVOS

Gostaríamos de deixar claro que a Mitsubishi envidou todos os seus esforços no sentido de viabilizar o negócio. Somos extremamente agradecidos ao empenho que a Diretoria dessa Casa e seus funcionários também dedicaram à sua materialização.

Infelizmente, em que pese toda a dedicação, tanto da Mitsubishi como da PETROBRAS, não se pôde concluir satisfatoriamente o objetivo colimado. Diversos fatores contribuiram para tal: a complexidade da operação; os riscos envolvendo os subsidios concedido pelo governo italiano, que na ocasião não puderam ser esclarecidos devidamente pelos nossos advogados; o passivo da empresa proprietária da Plataforma; etc. Por esse nosso insucesso gostaríamos de nos desculpar junto a essa renomada empresa.

Entretanto, queremos ressaltar que o relacionamento com os funcionários da PETROBRAS que tivemos contato foi muito gratificante e profícuo, e nos permitiu conhecer melhor a [illegible]

acreditamos que podemos colocar à disposição da PETROBRAS, na forma de afretamento com opção de compra, um conjunto de Plataforma e FSO para o Campo de Marlim Sul em condições muito vantajosas para a Companhia que V.Sa. com tanta competência preside. Para este pacote valeriam os mesmos princípios anteriormente acordados na "Letter of Intentions" assinada pela Mitsubishi e PETROBRAS para a Plataforma "SPIRIT OF COLOMBUS".

Desta forma, teríamos a oportunidade de participar do esforço da PETROBRAS na meta de atingir a produção de 1.5 milhões de barris/dia.

Colocando-nos à disposição da PETROBRAS para qualquer esclarecimento adicional, subscrevemo-nos.

Atenciosamente,

MITSUBISHI CORPORATION DO BRASIL S.A.

YOSHIYUKI SUGA
Diretor Presidente

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

CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
N° BSK 27223

13º Ofício de Notas
Escrevente Substituta

13º OFÍCIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - No Ricardo de Je
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 224
Certifico que a presente é cópia fiel
do original que foi exhibido.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - PRNJ - 75
Válido somente com selo de Fiscalização. - Total R$ 2,53

3694

VOTO DO VICE-PRESIDENTE EDUARDO CUNHA

Anexo 38

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

(FAX)

FPSO PARTNERS, L.L.C.
c/o Maples and Calder
Ugland House
P.O . Box 309
George Town, Grand Cayman
Cayman Islands, British West Indies

Eug Lopes
P/ conhecimento
Roberto
28 FEV, 97

Nº 048/97
São Paulo, 28 de fevereiro de 1997

À
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRÁS
Av. República do Chile, 65, sala 1101
Rio de Janeiro-RJ
FAX Nº.: (021) 566-5588

Atenção: Dr. Roberto Fernandes Orzechowsky

Ref.: PROPOSTA P-40

Prezados senhores,

Considerando a correspondência SEGEN/EMBAR - 014/97 e a possibilidade de viabilizarmos proposta de arrendamento com opção de compra, sugerimos a V.Sas., que tal proposta, bem como, as informações, solicitadas na Ata de 27/02/97 e na SEGEN/EMBAR - 014/97 sejam consolidadas em um único documento, a ser encaminhado em 03/03/97.

Atenciosamente

Angelin Pião

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

13º OFÍCIO DE NOTAS - Oficial de Registro - Notário - Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 1324-8423
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Ricardo de Jesus Gomes - Escrevente Substituto
Certifico que a presente é cópia fiel do original que me foi exibida.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - PRMI - 75
Válido somente com selo de Fiscalização. - Total R$ 2,53

CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BRT 35172

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

Rio de Janeiro, 28 de fevereiro de 1997.

SEGEN/EMBAR - 014/97

ISOTEC

Att.: Engº Angelin Pião

Ref.: PB-200
P-40 - Marlim Sul

Com relação à proposta comercial de venda e conversão da plataforma em referência, revisada e entregue à Comissão de Negociação, em 27.Fev.97, temos as seguintes considerações:

a. O valor de US$ 8.191.852 classificado como "Floater Rig Purchase" não poderá ser aceito no preço da plataforma;

b. O valor máximo a ser considerado pela PETROBRAS como a diferença ("Cost Increase") entre a proposta da P-37 e a P-40 de Marlim Sul será de US$ 25.000.000,00;

c. A partir das considerações acima, o preço global passa para US$ 336.255.519,40;

d. Solicitamos uma redução no prazo global para 25 meses;

e. Solicitamos incluir na proposta comercial uma opção de leasing para 10 anos, incluindo o período de conversão, com pagamento trimestral postecipado.

Atenciosamente,

Roberto Fernandes Orzechowsky
Coordenador da Comissão de Negociação

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

13º OFÍCIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Nº iccimat
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 224-8423
Certifico que a presente é cópia fiel do original que foi exibido.
Rio de Janeiro, 05 de Outubro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - Matr. - 75
Válido somente com selo de Fiscalização. Total R$ 2,53
13º Ofício de Notas
Ricardo de Jesus Gomes
Escrevente Substituto

CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BRT 35173

Nº 058/97
São Paulo, 10 de março de 1997

À
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRÁS
Av. República do Chile, 65, sala 1101
Rio de Janeiro-RJ
FAX Nº.: (021) 566-5588

Atenção: Dr. Roberto Fernandes Orzechowsky

Ref.: PROPOSTA P-40

Prezados senhores,

Em atenção às solicitações da PETROBRÁS através da Ata de Reunião de 27 de fevereiro de 1997 e da correspondência SEGEN/EMBAR - 014/97, procedemos a um minucioso estudo das condições técnicas e comerciais, que compõem a proposta, em epígrafe, cujas conclusões estamos submetendo à apreciação de V.Sas.

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

1. **PRAZO**

O prazo global para o contrato foi reduzido para 29 meses.

2. **LEASING**

Estamos apresentando proposta de arrendamento com opção de compra, segundo as condições a seguir:

2.1 - **Taxas Diárias**

- Prazo de 12 anos: US$ 149,998.69 (Cento e quarenta e nove mil, novecentos e noventa e oito dólares e sessenta e nove centavos).
- Prazo de 10 anos: US$ 164,859.60 (Cento e sessenta e quatro mil, oitocentos e cinquenta e nove dólares e sessenta centavos).

2.2 - **Condições de Pagamento:** Pagamentos trimestrais postecipados.

2.3 - **Vigência:** a partir da assinatura do contrato.

2.4 - **Valor Residual:** US$ 1,600,00.00 (hum milhão e seiscentos mil dólares).

Atenciosamente

Angelim Pião

13º OFICIO DE NOTAS - Rio de Janeiro
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel.
Certifico que a presente é cópia fiel do original que foi exibido.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - PROT - 75

13º Ofício de Notas
Rio de Janeiro
Ricardo de Jesus Gomes
Substituto

CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº ERT 35174

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

Rio de Janeiro, 10 de março de 1997.

SEGEN/EMBAR - 015/97

À

ISOTEC

Att.: Engº Angelin Pião

Ref.: PB-200
P-40 Marlim Sul
Fax SEGEN/EMBAR-014/97 de 28.02.97

Solicitamos que quando da resposta ao fax em referência, seja considerado um período opcional de 12 anos para o afretamento com opção de compra, além do período de 10 anos já solicitado.

Atenciosamente,

Roberto Fernandes Orzechowsky
Coordenador da Comissão de Negociação

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

13º OFÍCIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - ND icciasi
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 220-2323
Certifico que a presente é cópia fiel do original que foi exibido.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - PRMJ - 75
Válido somente com selo de Fiscalização. - Total R$ 2,53
CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BRT 35175

Nº 063/97
São Paulo, 12 de março de 1997

À
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRÁS
Av. República do Chile, 65, sala 1101
Rio de Janeiro-RJ
FAX Nº.: (021) 566-5588

Atenção: Dr. Roberto Fernandes Orzechowsky

Ref.: **PB-200 / P-40 MARLIM SUL**

Assunto: Fax SEGEN/EMBAR-016/97

Prezados senhores,

Em atenção ao seu FAX, em epigrafe, solicitamos considerar as seguintes ponderações:

1. Estamos reduzindo as taxas diárias para US$ 148,878.00 (cento e quarenta e oito mil, oitocentos e setenta e oito dólares) e US$ 162,966.00 (cento e sessenta e dois mil, novecentos e sessenta e seis dólares), respectivamente, para arrendamento de 12 anos e 10 anos..

2. O valor residual será de US$ 1.00 (hum dólar), conforme solicitado por V.Sas.

3. A F.P.S.O Partners promoverá o esforço necessário para viabilizar o prazo global de 26 meses.

4. Permanecem válidas as demais condições da proposta.

Atenciosamente

Angelin Pião

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BRT 35166

1.30 OFICIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - HO Irciast
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 1324-8423
Certifico que a presente é cópia fiel do original que foi exibido.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - PRAT - 75
Válido somente com selo de Fiscalização. - Total R$ 2,53

Rio de Janeiro, 06 de fevereiro de 1997

SEGEN / EMBAR - 010/97

ISOTEC ENGENHARIA
Eng. Angelin Pião
Rua Beira Rio, 57 2° andar
São Paulo - SP

Assunto: Negociação da PB-200 (DB -100)

Estamos encaminhando, em anexo, uma cópia da documentação técnica relativa a conversão de uma plataforma semi-submersível, para as condições da UEP-1 de Marlim Sul.

Estamos enviando também, documento contendo a descrição dos principais requisitos a serem modificados, na documentação da P-37 de Marlim, para que a plataforma possa ser convertida para operação no campo de Marlim Sul.

Neste sentido, solicitamos que a documentação em anexo seja preferencial para efeito de elaboração de proposta comercial, no processo de negociação da unidade em referência.

Nos colocamos a disposição para quaisquer esclarecimentos que se façam necessários.

Atenciosamente,

Roberto F. Orzechowsky
Chefe do SEGEN/EMBAR

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

anexo: 1-Documentação Técnica Básica de Conversão da UEP-1 de Marlim Sul

P-40

TECHNICAL DESCRIPTION OF THE MAIN MODIFICATIONS OF P-37 REQUIREMENTS TO BE ADAPTED TO SOUTH MARLIM P-40

JOSÉ CARLOS PINHEIRO TEL GUARANY
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

1 Objective

The objective of this document is to describe the main different characteristics (in relation to the ones specified in the documentation issued by BRASOIL for the BID process of P-37) that have to be taken into account to convert a semi-submersible platform into the first production unit for the South Marlim field.

2 General Description.

The South Marlim field is located in Campos Basin, at a water depth of 800 to 2.600 m

This field will be developed in three phases: Pilot phase, Phase I and Phase II.

The Pilot phase covers only the first three years of Phase I production system. Phase I (for which this present conversion will be made) covers the exploitation of the shallow part of the reservoir (water depths up to 1.500 m). Phase II will be defined later.

The PB-200, from now on called P-40, shall have a capacity to produce and treat 150.000 BPD of oil, to compress 6.000.000 Nm^3/d of gas and to inject up to 35.000 m3/d of water in the reservoir.

The oil shall then be exported to an FSO ship, approximately 5,7 km away from the platform, through two 12" oil pipelines. The FSO will be a VLCC.

The dehydrated gas shall be exported to PNA-1 platform, via a 43 km long, 12" gas pipeline and then to shore, without recompression. There shall also be a 6" gas export line to the FSO, to be consumed in its gas engines.

3 Production Facilities

3.1 General Design Data

Number of production wells	#	13 + 7 (spare)
Number of injection wells	#	09 + 5 (spare)
Gas compression capacity	Nm^3/d	6.000.000
Water injection capacity	m^3/d	35.000
Lift-gas total flow	m^3/d	2.000.000
Gas-lift / export pressure	kPa abs	19.613
Kick-off pressure (*)	kPa abs	25.101
Water injection pressure	kPa abs	14.710
Platform water depth	m	1.080
Heading (related to true north)	°	5

(*) Only for piping system. Kick-off compressor shall not be supplied

3.2 Reservoir

- Saturation Pressure (kPa abs) : 25.077
- Reservoir "shut in" pressure (kPa abs) : 11.868
- Temperature (^0C) : 65 - 70

3.3 Wells

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

3.4 Fluid

- ^{0}API : 20 - 25
- Viscosity (dry) : 27.1 cSt @ 37.8 °C / 22.4 cSt@ 42.2 °C / 16.9 cSt @ 50 °C
- Emulsion oil visc. :10000 cSt @ 10°C / 4000 cSt @ 20°C/ 2000 cSt @ 30°C / 1000 cSt @ 40°C
- Pour point (^{0}C) : -30

- TYPICAL WELL FLUID COMPOSITION

COMPONENT	% MOL	COMPONENT	% MOL
N2	0.32	C6	1.37
CO2	1.42	C7	2.38
C1	53.76	C8	2.85
C2	4.35	C9	2.38
C3	3.79	C10	2.18
iC4	0.70	C11	1.91
nC4	1.87	C12+	18.78
iC5	0.84	MW C12+	608
nC5	1.10	DENS C12+	0.944

3.5 Production and Injection Curves

YEAR	PRODUCTION (M^3/D)		INJECTION (M3/D)
	OIL	WATER	WATER
1999	10359	16	9045
2000	10793	28	11404
2001	18329	283	21377
2002	23480	946	30038
2003	22729	1619	29326
2004	21506	2499	25035
2005	18374	4065	24674
2006	15609	5917	24334
2007	13514	7761	23945
2008	11555	9474	23380
2009	9548	10622	22182
2010	7313	9452	20100
2011	5973	8736	17882
2012	5094	8533	16273
2013	4240	7454	14169
2014	3321	5920	10587
2015	2747	5232	11202
2016	2499	5553	11264
2017	2221	5211	11028
2018	2081	4746	9912
2019	1745	4821	10391

NOTE: LIOUID FLOW RATE SPECIFIED AT 15.6 °C AND 101.3 kPa abs.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL BUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Two (2) turbogenerators shall be installed, each one with enough capacity to attend the whole platform demand, i.e., one turbogenerator shall be a stand-by unit.

Os painéis de controle dos geradores principais e emergência deverão possuir no mínimo os seguintes instrumentos: amperímetro e voltímetro (campo e armadura) , frequencímetro, indicadores de potências ativa e reativa, fator de potência, temperatura (mancais e enrolamentos), horímetro, anunciador de eventos, osciloperturbógrafo e medidores de nível de harmônicos. ??????

The emergency generation system shall have enough capacity to attend one crane in continuous operation condition, as far as all loads established in ET-Maritime Production Installations Safety Philosophy.

3.6.1. Electric Energy Distribution *??????????? JÁ NÃO É ESTE O PADRÃO??*

Todos os equipamentos elétricos energizados a partir dos painéis de emergência, e que estiverem instalados em áreas abertas, deverão ser apropriados para instalação em área classificada.

Todos os Centros de Distribuição de Cargas (CDC's) deverão possuir amperímetros para seus alimentadores e voltímetros para seus barramentos principais.

3.6.2. Aterramento do Sistema Elétrico *??????????? JÁ NÃO É ESTE O PADRÃO??*

Os neutros de geradores e transformadores deverão ser aterrados através de alta impedância. Para sinalização e deteção de falha à terra, deverão ser instalados relés específicos para essa função, nos circuitos de aterramento e nos alimentadores de CCM's que enviarão sinal de alarme para os painéis de alarme, painéis de controle dos geradores e para a ECOS, bem como um sistema para identificação do ponto de aterramento (pulsador).

4. SOUTH MARLIM DOCUMENTATION PHILOSOPHY

Some systems requirements (like potable water, for example) were not described in details, in the South Marlim documentation. For these systems, the requirements established in the P-37 documents shall be applied, adapting them to the South Marlim conditions.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

PENDÊNCIAS

1. Paginação
2. número de guindastes
3. Geração de energia –
4. MODU CODE 1980
5. Dehydration(MM m^3/d) 1 x 4,65 1 x 4,65 + 1 x 1,35 or 2 x 3,0
6. Booster Compressor (Nm3/d) 92.000 125.000 amarrar a vazão??
7. TG's 2 TG's x 16,8 2 TG's x 20,0
8. Filling Station
9. Facilities for Electric Maint.
10. Spare Materials / Nautical Instrum

3.6 Gas curves

YEAR	(MM^3/D) PRODUCTION	(MM^3/D) LIFT GAS	(MM^3/D) TOTAL
1999	1149	407	1556
2000	1191	433	1623
2001	2014	778	2792
2002	2567	1097	3664
2003	2491	1161	3652
2004	2367	1234	3601
2005	2059	1307	3366
2006	1783	1445	3229
2007	1572	1620	3191
2008	1367	1787	3154
2009	1141	1884	3026
2010	879	1636	2515
2011	708	1498	2206
2012	576	1468	2044
2013	464	1290	1754
2014	352	1034	1386
2015	284	913	1197
2016	259	949	1208
2017	230	885	1115
2018	218	812	1031
2019	212	823	1035

NOTE : GAS FLOW RATE AT 20 °C AND PRESSURE OF 101.3 kPa abs.

3.7 Oil Process

3.7.1. Production Manifold

All the wells shall be connected with both production headers.

Paraffin deposits are expected in the production lines. So, individual pig launchers for each well and two (2) pig receivers for all wells shall be foreseen.

3.7.2. Oil Heating

The heating system shall be able to handle the new conditions.

3.7.3. Separators/Oil Dehydrators

The maximum water content in the oil shall be 15% (vol.)

The Test Separator shall be designed according to the same parameters of the Production Separators, except the following items:

Liquid flow rate: 5.000 m^3/d at 15,6 °C and 101.3 kPa abs

3705
É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

The Coriolis law based flow meter shall have a maximum reading error of, approximately, 0.5%.

The Oil Dehydrators shall attend the following requirements:

- all internal components shall be entirely removable;
- an internal coil shall be supplied to allow paraffin deposits removal, during operation interruptions. The heating medium shall be hot water. The oil shall be heated from 25°C to 40°C in a maximum of 2 hours;
- all instrument nozzles shall be installed so that they can be easily read;
- all level switches and stand-pipe nozzles shall be located as far from fluid inlet nozzle as possible, to avoid the influence of turbulence.

The Oil Dehydrators shall be installed under the Production Separators.

3.7.4. Export Pumps

The export pumping system shall attend the following conditions:

	DISCHARGE PRESSURE (kPa abs)	
FLOW RATE (m^3/d)	1 x 12"	2 x 12"
16.000	5.982	-
24.000	-	4.020

Crude Oil Booster Pumps and Crude Oil Pipeline Pumps shall preferably be the same model and manufacturer. One stand-by set (booster + main) shall be installed.

3.7.5. Oil Metering / Exportation

The exported oil flow meter shall have a precision of, at least, 1%. A flow meter shall be installed in each of the 12" export line. A stand-by flow meter shall be installed, which may be used for both export lines.

Two 14" pig launchers shall be installed.

3.8 Gas Process

A 6" diameter 5,7 km long export gas pipeline shall be foreseen, from the platform to the FSO.

3.8.1. Safety Gas K.O. Drum

The capacity of this drum shall be 6.000.000 m^3/d.

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

3.8.2. Gas Compression

The following requirements shall be attended:
Quantity of turbocompressors: 3 x 2.000.000 m^3/d (20°C e 101.3 kPa abs) (1 stand-by)
Total installed capacity: 6.000.000 m^3/d (20°C e 101.3 kPa abs)
Suction pressure: 912 kPa abs
Discharge pressure: 19.613 kPa abs
Inlet temperature: 40 °C

Each compressor shall have its process and lubrication skid and a heat recovery unit.

The gas processing utilities and facilities shall be sized to attend the total capacity of 6.000.000 m^3/d.

The compressor performance shall be guaranteed to the flow of 2000000 m^3/d at package inlet (at 20 °C and 101.3 kPa abs) with gas molecular weight of 18.5, according to the following gas composition:

COMPOSITION	MOL %	COMPOSITION	MOL %
N_2	0.16	C_6	0.36
CO_2	0.10	C_7	0.03
C_1	90.86	C_8	0.02
C_2	4.44		
C_3	2.05		
iC_4	0.49		
nC_4	0.93		
iC_5	0.25		
nC_5	0.30	MOL. WEIGHT	18.5

3.8.3. Gas Recovery from Atmospheric Separator

Flow Rate: 125.000 Nm^3/d

3.8.4. Gas Dehydration Requirements

Number of TEG Contactors: 2
Flow Rate: 3.000.000 m^3/d each (20°C e 101.3 kPa abs)
Maximum water concentration: saturated at flow conditions
Dew point: -5°C at 19.613 kPa abs

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

3.9. Produced Water Treatment

A "blow case" vessel shall be installed, to operate in case the caisson pump fails.

The discharge overboard shall have a maximum temperature of 40°C .

3.10 Water Injection System

The system shall be designed for a capacity of 35.000 m3/d.

The booster and main pumps shall be preferably the same model of the same manufacturer.

The filtering system shall guarantee a minimum particle size retention of 5 micra.

3.11 Chemical Products Injection

The tanks shall be sized to store, at least, 14 days consumption of chemical injection products.

3.12 Utilities

All utility systems shall be adapted to attend the new process plant conditions.

3.12.1 Electrochlorination

The electrochlorination unit shall also attend the potable water system (after the U.V. unit). The system to be used shall be based on sea water electrolysis.

3.12.2 Compressed Air System

The compressed air traps shall be of the inverted bucket type.

3.12.3 Flare System

- The high pressure system shall attend the following requirements for continuous relief:

Maximum - 3.100.000 m3/d
Minimum - 100.000 m3/d

- The low pressure system shall attend the following requirements for continuous relief:

Maximum - 350.000 m3/d
Minimum - 5.000 m3/d

3.12.4 Electric Energy Generation

Two (2) turbogenerators shall be installed, each one with enough capacity to attend the whole platform demand, i.e., one turbogenerator shall be a stand-by unit.

The emergency generation system shall have enough capacity to attend one crane in continuous operation condition, as far as all loads established in ET-Maritime Production Installations Safety Philosophy.

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

4. NAVAL DESIGN

The maximum mooring radius shall be 2000 m.

5. SOUTH MARLIM DOCUMENTATION PHILOSOPHY

Some systems requirements (like potable water, for example) were not described in details, in the South Marlim documentation. For these systems, the requirements established in the P-37 documents shall be applied, being adapted to the South Marlim conditions.

All systems and items not described in detail, but that have to be modified as a consequence of the adaptation of P-37 (Marlim) to P-40 (South Marlim) described in this document, shall be under the CONTRACTOR's responsibility.

Nº 063/97
São Paulo, 12 de março de 1997

À
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRÁS
Av. República do Chile, 65, sala 1101
Rio de Janeiro-RJ
FAX Nº.: (021) 566-5588

Atenção: Dr. Roberto Fernandes Orzechowsky

Ref.: **PB-200 / P-40 MARLIM SUL**

Assunto: Fax SEGEN/EMBAR-016/97

Prezados senhores,

Em atenção ao seu FAX, em epigrafe, solicitamos considerar as seguintes ponderações:

1. Estamos reduzindo as taxas diárias para US$ 148,878.00 (cento e quarenta e oito mil, oitocentos e setenta e oito dólares) e US$ 162,966.00 (cento e sessenta e dois mil, novecentos e sessenta e seis dólares), respectivamente, para arrendamento de 12 anos e 10 anos..

2. O valor residual será de US$ 1.00 (hum dólar), conforme solicitado por V.Sas.

3. A F.P.S.O Partners promoverá o esforço necessário para viabilizar o prazo global de 26 meses.

4. Permanecem válidas as demais condições da proposta.

Atenciosamente

Angelin Pião

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

13º OFÍCIO DE NOTAS - LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - NO Icciast
Av. Rio Branco 135 grupo 317 - RJ - Tel 1324-8423
Certifico que a presente é cópia fiel do original que foi Ricardo de Jesus Gomes
Escrevente Substituto
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - PRAZ - 75
Válido somente com selo de Fiscalização. - Total R$ 2,53

CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BRT 35166

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

Rio de Janeiro, 28 de fevereiro de 1997.

SEGEN/EMBAR - 014/97

ISOTEC

Att.: Engº Angelin Pião

Ref.: PB-200
P-40 - Marlim Sul

a plataforma, nunca custo este preço

Com relação à proposta comercial de venda e conversão da plataforma em referência, revisada e entregue à Comissão de Negociação, em 27.Fev.97, temos as seguintes considerações:

Caso seja vendida a MITSUBISHI a paga a PSO PARTNERS US$ 70 MI.

a. O valor de US$ 8.191.852 classificado como "Floater Rig Purchase" não poderá ser aceito no preço da plataforma;

b. O valor máximo a ser considerado pela PETROBRAS como a diferença ("Cost Increase") entre a proposta da P-37 e a P-40 de Marlim Sul será de US$ 25.000.000,00;

c. A partir das considerações acima, o preço global passa para US$ 336.255.519,40;

d. Solicitamos uma redução no prazo global para 25 meses;

e. Solicitamos incluir na proposta comercial uma opção de leasing para 10 anos, incluindo o período de conversão, com pagamento trimestral postecipado.

Atenciosamente,

Roberto Fernandes Orzechowsky
Coordenador da Comissão de Negociação

13º OFICIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Nº iccimi
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 224-8423
Certifico que a presente é cópia fiel do original que me foi exibido.
Rio de Janeiro, 05 de Março de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - 2º OFICIAL - 75
Válida somente com selo de Fiscalização.
Reconheço a(s) firma(s) de RICARDO DE JESUS GOMES
Em Testº da Verdade
Rio de Janeiro, 05 de Março de 2000
CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº SRT 35173
É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Nº 058/97
São Paulo, 10 de março de 1997

À
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRÁS
Av. República do Chile, 65, sala 1101
Rio de Janeiro-RJ
FAX Nº.: (021) 566-5588

Atenção: Dr. Roberto Fernandes Orzechowsky

Ref.: PROPOSTA P-40

Prezados senhores,

Em atenção às solicitações da PETROBRÁS através da Ata de Reunião de 27 de fevereiro de 1997 e da correspondência SEGEN/EMBAR - 014/97, procedemos a um minucioso estudo das condições técnicas e comerciais, que compõem a proposta, em epígrafe, cujas conclusões estamos submetendo à apreciação de V.Sas.

1. **PRAZO**

Existe uma carta estendendo para 35 meses

O prazo global para o contrato foi reduzido para 29 meses.

o preço devia ser neste caso reduzido proporcionalmente -

2. **LEASING**

carta aumentando

Estamos apresentando proposta de arrendamento com opção de compra, segundo as condições a seguir:

2.1 - **Taxas Diárias**

- Prazo de 12 anos: US$ 149,998.69 (Cento e quarenta e nove mil, novecentos e noventa e oito dólares e sessenta e nove centavos).
- Prazo de 10 anos: US$ 164,859.60 (Cento e sessenta e quatro mil, oitocentos e cinquenta e nove dólares e sessenta centavos).

2.2 - **Condições de Pagamento:** Pagamentos trimestrais postecipados.

2.3 - **Vigência:** a partir da assinatura do contrato.

2.4 - **Valor Residual:** US$ 1,600,00.00 (hum milhão e seiscentos mil dólares).

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

Atenciosamente

Angelim Pião

13º OFÍCIO DE NOTAS - Ricardo Jesus Gomes
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Substituto
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel.: Tabelião Substituto
Certifico que a presente é cópia fiel do original que foi exibido.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - PRAJ - 75
Válido somente com selo de Fiscalização. - Total R$ 2,53

CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº SERT 35174

Eug) Jopes
P/ Conhecimento
Roberto
28 fev, 97

FPSO PARTNERS, L.L.C.
c/o Maples and Calder
Ugland House
P.O . Box 309
George Town, Grand Cayman
Cayman Islands, British West Indies

Nº 048/97
São Paulo, 28 de fevereiro de 1997

À
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRÁS
Av. República do Chile, 65, sala 1101
Rio de Janeiro-RJ
FAX Nº.: (021) 566-5588

Atenção: Dr. Roberto Fernandes Orzechowsky

Ref.: PROPOSTA P-40

Prezados senhores,

Considerando a correspondência SEGEN/EMBAR - 014/97 e a possibilidade de viabilizarmos proposta de arrendamento com opção de compra, sugerimos a V.Sas., que tal proposta, bem como, as informações, solicitadas na Ata de 27/02/97 e na SEGEN/EMBAR - 014/97 sejam consolidadas em um único documento, a ser encaminhado em 03/03/97.

Atenciosamente

Angelin Pião

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

13º OFÍCIO DE NOTAS - LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 1339-9473
Certifico que a presente é cópia fiel do original que foi exibido.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - PRAI - 75 - Total R$ 2,53
Válido somente com selo de Fiscalização.
Ricardo de Jesus Gomes
Escrevente Substituto

CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BRT 35172

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

Rio de Janeiro, 10 de março de 1997.

SEGEN/EMBAR - 015/97

À

ISOTEC

Att.: Engº Angelin Pião

Ref.: PB-200
P-40 Marlim Sul
Fax SEGEN/EMBAR-014/97 de 28.02.97

Solicitamos que quando da resposta ao fax em referência, seja considerado um período opcional de 12 anos para o afretamento com opção de compra, além do período de 10 anos já solicitado.

Atenciosamente,

Roberto Fernandes Orzechowsky
Coordenador da Comissão de Negociação

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

13º OFICIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - MD Titular
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 2...
Certifico que a presente é cópia fiel do original que foi exibido.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - PRAZ - 75
Válido somente com selo de Fiscalização. - Total R$ 7,53

13º Ofício de Notas
Ricardo de Jesus Gomes
Escrevente Substituto

CORREGEDORIA GERAL
DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BRT 35175

FPSO PARTNERS, L.L.C.
Ugland House
P.O. Box 309
George Town, Grand Cayman
Cayman Islands, British West Indies

January 17, 1997

ISOTEC - Engenharia, Gerenciamento o Tecnologia Ltda.
Mr. Angelin Piao
Rua Beira Rio, 57 - 2 andar
Cep 04548-050

Re: PB200 (formerly DB100)

Dear Sirs,

This letter serves to confirm our authority to you to progress negotiation with PETROBRAS regarding the possible utilization of the above platform.

This authority does not extend to making any contractual commitment on our behalf without our express written consent.

Yours sincerely,

FPSO PARTNERS, L.L.C.

By:
Jonathan Pollock
Director

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

13º OFÍCIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Nº 1º/1994
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 2249-2323
Certifico que a presente é cópia
do original que foi exibido.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - PROT - 75
Válido somente com selo de Fiscalização. - Total R$ 2,53

13º Ofício de Notas
Cartório de Jesus Gomes
Escrevente Substituto

CORREGEDORIA GERAL
DA JUSTIÇA
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BR13511

Rio de Janeiro, 22 de agosto de 1997

SEGEN / EMBAR - 053 /97

MITSUBISHI CORPORATION
Mr. Hamano
Praia de Botafogo, 228 sala 501/507
Rio de Janeiro - RJ

Assunto: Negociação da P-38

Estamos encaminhando, em anexo, uma cópia dos documentos que contém os requisitos a serem atendidos pela CONTRATADA, para fornecimento da unidade tipo FSO de Carlim Sul (P-38).

Estes documentos estão armazenados em um "compact disc", a fim de facilitar o manuseio dos mesmos.

Nos colocamos a disposição para quaisquer esclarecimentos que se façam necessários.

Atenciosamente,

Roberto F. Orzechowsky
Chefe do SEGEN/EMBAR

13º OFICIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - NO ixcra
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 234-8[illegible]
Certifico que a presente é cópia reprográfica do original que foi exhibido.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - PROT - 75
Válido somente com selo de Fiscalização. - Total R$ 2,53

CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
NM.BSK 27213

Recebido em - 22/08/97

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

Anexo: 1-"Compact Disc" com documentação da P-38

PETROBRAS	DOCUMENTS LIST	No.: LD-3010.41-1200-940-PPC-001
	Unit: FSO UNIT - P-38	Sheet: 1 of 5
	Title: BASIC DESIGN DOCUMENTS LIST	

593

RELAÇÃO DOS ARQUIVOS NÃO ENCONTRADOS NO CD-ROM DA P-38:

1-GENERAL DOCUMENTS	TITLE	REV	FILE
ET-3000.00-1200-941-PPC-002	SYMBOLS AND ABBREVIATIONS	A	gen05_a.exe

2-PROCESS DOCUMENTS	TITLE	REV	FILE
FD-3010.41-5135-451-PPC-001	ELECTRICAL FUEL GAS HEATER **Verificar se o arquivo ELETCLO.ZIP que aparece no CD-ROM é uma repetição deste.**	0	p513501.zip

3-VAC DOCUMENTS	TITLE	REV	FILE
ET-3000.00-1200-161-PPC-001	BASIC CRITERIA FOR DESIGN OF PARTITIONS	0	vac611_0.exe

4-SAFETY DOCUMENTS	TITLE	REV	FILE
ET-3000.00-5400-947-PGT-001	MARITIME PRODUCTION INSTALLATIONS SAFETY PHILOSOPHY	C	saf608_c.doc

6-INSTRUMENTATION DOCUMENTS	TITLE	REV	FILE
DE-3000.00-5520-850-PGT-004	CLOSED CIRCUIT TV - BASIC ARCHITECTURE	0	ins620_0.dgn
ET-3000.00-1200-800-PGT-001	GENERAL CRITERIA FOR INSTRUM. AND CONTROL DESIGN	0	ins609_0.doc
ET-3000.00-1200-800-PGT-003	PLC "LADDER" PROGRAMMING GUIDELINE	0	ins621_0.doc
ET-3000.00-5520-850-PGT-001	SUPER. AND OPER. CENTRAL STATION - ECOS	0	ins612_0.doc
ET-3000.00-5520-850-PGT-002	ECOS SUPERVISORY AND OPER. MODULE FUNCT.	0	ins613_0.doc
ET-3000.00-5520-850-PGT-003	VXL CONFIGURATION STANDARDS - ECOS	0	ins614_0.doc
ET-3000.00-5520-850-PGT-004	CLOSED CIRCUIT TV	0	ins619_0.doc

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS [illegible]
DIRETOR
[illegible] DE 5 [illegible] CARTÓRIO

7-ELECTRICAL DOCUMENTS	TITLE	REV	FILE
ET-3000.00-5140-700-PPC-001	GENERAL SPEC. FOR ELECT. DESIGN FOR OFFSHORE UNITS	0	ele605_0.doc
ET-3000.00-5140-700-PPC-002	GENERAL SPEC. FOR ELECTRICAL MAT. AND EQUIP. FOR OFFSHORE UNITS	0	ele606_0.doc
ET-3000.00-5140-712-PPC-001	INDUCTION MOTORS FOR OFFSHORE UNITS	0	ele607_0.doc
ET-3000.00-5140-741-PPC-001	LOW VOLTAGE MOTOR CONTROL CENTER FOR OFFSHORE UNITS	0	ele608_0.doc

Alertamos para a relevΓncia dos comentßrios relativos aos sistemas de controle das facilidades de produτπo e sua

interface com a automaτπo dos sisemas da plataforma. Dada a complexidade das melhorias ora em implementaτπo nessa plataforma, reiteramos a necessidade de se fazer um levantamento completo de todas as modificaτ∫es com respectivos pesos e posiτ∫es para uma avaliaτπo mais criteriosa e abrangente de estabilidade.

Atenciosamente,

Edmilson Soares de Medeiros
p/Gerente de Suporte TΘcnico e Engenharia

C/C: E&P-BC/NUPRO-MRL, E&P-BC/GPMRL, E&P-BC/GEINP, CRISTINA LUCIA DUARTE PINHO/E-P-BC/PETROBRAS, LUCIANO DE ALMEIDA CAMPOS/E-P/PETROBRAS, EDMILSON SOARES DE MEDEIROS/E-P/PETROBRAS

esm

Descriτπo do(s) Anexo(s):

Citados

Anexo(s):

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

FPSO PARTNERS, L.L.C.
Ugland House
P.O. Box 309
George Town, Grand Cayman
Cayman Islands, British West Indies

January 17, 1997

ISOTEC - Engenharia, Gerenciamento o Tecnologia Ltda.
Mr. Angelin Piao
Rua Beira Rio, 57 - 2 andar
Cep 04548-050

Re: PB200 (formerly DB100)

Dear Sirs,

This letter serves to confirm our authority to you to progress negotiation with PETROBRAS regarding the possible utilization of the above platform.

This authority does not extend to making any contractual commitment on our behalf without our express written consent.

Yours sincerely,

FPSO PARTNERS, L.L.C.

By: Jonathan Pollock
Director

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

13º OFÍCIO DE NOTAS - LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Nº acervo Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 2214-2323
Certifico que a presente é cópia do original que foi exibido.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - PROJ - 75
Válido somente com selo de Fiscalização. - Total R$ 2,55

13º Ofício de Notas
Cotidio de Jesus Gomes
Escrevente Substituto

CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BR1357[illegible]

VOTO DO VICE-PRESIDENTE
EDUARDO CUNHA

Anexo 39

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

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

413

RELATÓRIO DE AUDITORIA

AUDIN-E-5003-A/2000

PROJETOS DE INVESTIMENTO – MARLIM SUL (CONTRATAÇÃO DAS UNIDADES – P-40 e P-38)

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

13º OFÍCIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Abarcioto
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Telefone 224-[illegible]
Certifico que a presente é cópia fiel
do original que foi exibido.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - IFVC - R$
Válido somente com selo de Fiscalização. - Total R$ 2,53

CORREGEDORIA GERAL
DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BRT 35221

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

MINUTA

AUDITORIA INTERNA - AUDIN

RELATÓRIO DE AUDITORIA

AUDIN-E-5003-A/2000

ÓRGÃO: SERVIÇO DE ENGENHARIA (SEGEN)

ÁREA: PROJETOS DE INVESTIMENTO – MARLIM SUL (CONTRATAÇÃO DAS UNIDADES – P-40 e P-38)

EQUIPE: PAULO RANGEL
ISAAC DELGADO GOMES
LUIS AUGUSTO CONCEIÇÃO ALLEDI DOS SANTOS

EM BRANCO

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

RELATÓRIO GERENCIAL

Conforme previsto no Plano Anual de Atividades de Auditoria Interna - PAAAI/2000 aprovado pelos Conselhos Fiscal e de Administração, foi efetuado exame referente ao projeto de Desenvolvimento do Campo de Marlim-Sul, Fase I, Módulo 1, aprovado pela Diretoria Executiva em 11/07/96, Ata DE 4056, com previsão de investimentos da ordem de US$ 1,06 bilhão e de início de produção em abr/98.

Nele, além de outras situações abordadas no Relatório de Auditoria 5003/2000 (Projetos de Investimento), se destacaram os seguintes fatos relativos à contratação das Unidades P-38 e P-40:

1. **Não-informação à Diretoria Executiva da exclusão dos Sistemas de Geração Energia elétrica de Ancoragem no decorrer das negociações diretas da P-40, gerando aditivos da ordem de US$ 47,2 milhões** – Todas as análises econômicas das propostas encaminhadas à Diretoria Executiva, foram baseadas no preço da plataforma ofertado para Marlim (P-37), acrescido das modificações requeridas para operação em Marlim Sul, ou seja, US$ 340,2 milhões, valor que incluía o Sistema de Geração de Energia e de Ancoragem. Entretanto, já em 08/04/97, antes mesmo de haver manifestação da Diretoria Executiva sobre o Relatório da 1ª Comissão de Negociação, foi entregue, em mãos, à MITSUBISHI, empresa que entrou no processo como financiadora do projeto, a carta SEGEN/EMBAR-021/97, que atribuía à BRASOIL a responsabilidade pelo fornecimento daqueles materiais/equipamentos.
   A alteração da responsabilidade pelo fornecimento não foi explicitada nos documentos internos da fase de negociação, tampouco divulgada aos integrantes da 2ª Comissão de Negociação constituída em 18/04/97, SEGEN (Luiz Carlos Quintella Freire), E&P (Irani Carlos Varella), SEJUR (Rui Berford Dias) e SEFIN (Emma Miranda Urselo).

13º OFICIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Nº iccioto
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel 1332-8423
Certifico que a presente é cópia fiel do original que foi exibido
13º Ofício de Notas - Ricardo de Jesus
Extraventor
CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº

2. **Deficiência na Estrutura de Negócio concebida para os contratos de afretamento das unidades P-38 e P-40, expondo a PETROBRAS à risco financeiro de US$ 218 milhões** – Essas unidades foram negociadas com a MITSUBISHI CORPORATION, que criou as subsidiárias SPC PETRO DIA I e II para serem proprietárias e fazerem contratos de afretamento com a BRASOIL, que as subafretaram à PETROBRAS. Para executar a conversão, a PETRO DIA contratou a FPSO ENGENEERING INC (SPC criada pela MARÍTIMA para assinar o contrato de conversão), que, por sua vez, subcontratou a FPSO CONSTRUCTION INC (outra SPC criada pela MARÍTIMA) para efetivamente realizar o trabalho. Para controlar a conversão, a BRASOIL dispunha de dois instrumentos: o SUPERVISION AGREEMENT – garante o poder de fiscalizar, atestar medição, realizar modificações de projeto e autorizar a PETRO DIA a liberar pagamentos referentes a conversão – e o STEP-IN – permite substituir a contratada mediante a comprovação de inadimplência.
O controle da conversão, que, na intenção, dar-se-ia por aqueles instrumentos, mostrou-se não muito satisfatório, uma vez que, apesar de ocorrida a liberação da totalidade dos valores devidos, ainda há previsão de aporte de mais US$ 218 milhões por conta da quitação de dívidas junto a fornecedores e prestadores de serviços contratados pela MARÍTIMA.

3. **Inobservância de procedimento usual de contratação na negociação da P-38, gerando dúvidas quanto a legitimidade e economicidade do processo de consulta ao mercado, US$ 160 milhões** – Em 22/08/97, antes mesmo da decisão da Diretoria Executiva sobre a consulta ao mercado, foi entregue, em mãos, à MITSUBISHI, a carta SEGEN/EMBAR-053/97, contendo um CD com os requisitos para fornecimento da P-38, não havendo, porém, evidências de encaminhamento aos demais concorrentes. A exceção da MITSUBISHI, todas as propostas recebidas destacavam que as condições técnicas requeridas eram equivalentes a da P-47, unidade licitada anteriormente, forte indício da diferença de tratamento entre os concorrentes.
No quadro comparativo encaminhado para apreciação da D.E., incluiu-se proposta da Ultratec, de 22/07/97, apesar de a da vencedora, MITSUBISHI, ser de 15/09/97, recebida 03 dias após ao da 2ª colocada, FRED OLSEN, apresentando diferença de, apenas, 0,57%.

4. **Deficiência na análise econômica da proposta de contratação P-40, decorrente de utilização de taxa de juros acima do valor de mercado, subavaliando o Valor Presente (VP) da unidade em US$ 46 milhões** – Apesar de a PETROBRAS vir obtendo linhas de financiamento de longo prazo à taxa média de 8,2%, LIBOR mais juros, 11,5% foi a utilizada para o cálculo do VP na análise econômica encaminhada ao diretor SHV, pelo documento SEGEN/SUPER 374/97, de 16/06/97. Sob esse enfoque, o VP adequado para análise seria de US$ 355 milhões. Essa mesma taxa foi utilizada na análise econômica da negociação da SANA 15000 (P-36), Ata DE 4.079, item 1, de 19/12/96, o que também provocou distorção de resultado.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS DE CARTÓRIOS

13º OFÍCIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - No Impedimento
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Te
Certifico que a presente é cópia fiel
do original que foi exhibido.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - LEVE - RJ
Valido somente com selo de Fiscalização. - Total R$ 2,53

CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BRT 35224

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

MINUTA

AUDIN-E-5003-A/2000

A decisão de fechamento de negócio com a MITSUBISHI foi concluída pelo então Diretor Sebastião Vilarinho (GDSHV-20.066/97, de 03/07/97), aprovada pela Diretoria Executiva (Ata DE 4.105, item 1, de 03/07/97) e representou um afretamento da DB-100 com opção de compra ao final de 12 anos à taxa diária de US$ 129,750.00 paga trimestralmente, com 270 dias de carência para início do pagamento.

Os itens merecedores de maiores comentários, bem como o entendimento desse Órgão, encontram-se reportados na versão Detalhada, em anexo.

Rio de Janeiro, 26 de junho de 2000.

Gerson Luiz Gonçalves
Superintendente da Auditoria Interna

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL DUARTE
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

13º OFÍCIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Reservente
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 22
Certifico que a presente é cópia
do original que foi exibido.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - LEVC - R4
Válido somente com selo de Fiscalização. - Total R$.2,53

13º Ofício de Notas
Ricardo de Jesus
Substituto

CORREGEDORIA GERAL
DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BRT 35223

MINUTA

RELATÓRIO DETALHADO

1. **Não-informação à Diretoria Executiva da exclusão dos Sistemas de Geração Elétrica e de Ancoragem, efetuada no decorrer da negociação direta da P-40, gerando aditivos posteriores da ordem de US$ 47,2 milhões**

Em razão do deslocamento da SANA 15000 para o Campo de Roncador, a Diretoria Executiva da PETROBRAS, pela Ata 4081, item 31, de 09/01/97, determinou que o SEGEN, em articulação com a E&P, SEFIN e SEJUR, negociasse a aquisição da plataforma DB-100, aproveitando o oferecimento realizado no processo licitatório para o Campo de Marlim (P-37).

A comissão, coordenada pelo SEGEN/EMBAR, adotou, como ponto de partida, o projeto de conversão de UEP habilitada no processo licitatório da P-37 (Marlim), acrescido de Memorial Descritivo com os principais requisitos a serem modificados na documentação da P-37, para que a plataforma pudesse operar no Campo de Marlim Sul (P-40).

O valor total estimado para a negociação, com a adequação da unidade, era de US$ 340 milhões, sendo US$ 311 milhões referentes ao preço ofertado para Marlim (P-37) e US$ 29 milhões referentes à adequação dos requisitos para utilização em Marlim Sul, englobando, dentre outros, o **aumento da capacidade de compressão de gás, da capacidade de geração de energia e alteração do sistema de ancoragem devido à maior lâmina d'água no local de instalação da plataforma.**

Em 18/03/97, encaminhado pelo DIP SEGEN/SUPER-000170/97, para os Diretores Sebastião Vilarinho, Orlando Galvão e Antônio de Agostine, o Relatório da Comissão, de 17/03/99, julgava a plataforma como tecnicamente adequada, consideradas as modificações solicitadas e acordadas. Nesse sentido, definia que os elementos constantes do Memorial Descritivo de adaptação dos Requisitos da P-37 para a P-40 fariam parte de um anexo do contrato de conversão da unidade, e que a aquisição dar-se-ia por afretamento com opção de compra, à taxa diária de US$ 148,8 mil, por um prazo de 12 anos.

Em 18/04/97, por não haver aprovação da proposição apresentada, pelo DIP 20038/97 do GDSHV, foi criada uma nova Comissão de Negociação, envolvendo os mesmos Órgãos, mas com outros componentes, para prosseguir as negociações, a partir dos resultados obtidos na anterior. Esta Comissão recebeu outra proposta, posteriormente também considerada não satisfatória, com ligeira redução de preços em relação a anterior, mantendo a proposição de afretamento com opção de compra, mediante à taxa diária de US$ 148,5 mil pelo prazo de 12 anos.

Ocorre que, em 08/04/97, **antes mesmo de haver manifestação da Diretoria Executiva sobre o Relatório da 1ª Comissão de Negociação**, foi entregue, em mãos, à MITSUBISHI, empresa que posteriormente entrou no processo como financiadora do projeto, a carta SEGEN/EMBAR-021/97, contendo outra cópia da descrição dos principais requisitos a serem modificados na documentação da P-37, prevendo esta nova peça as seguintes alterações:

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL VASSÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

As negociações diretas realizadas com a aprovação da D.E. visavam reduzir o prazo de início de produção dos campos, principalmente Roncador, uma vez que seu processo de explotação não havia sido iniciado. Com isto corria-se o risco da perda do campo para o mercado externo. A velocidade necessária nestas negociações gerava unidades contratadas sem projeto básico, portanto sujeitas a grandes alterações de escopo e especificações no decorrer do empreendimento. O campo de Marlim Sul pode ser citado como exemplo clássico, já que no início do processo eram previstos três horizontes de produção, e hoje são vinte!!!

O aproveitamento da DB-100 foi feito baseado no projeto da P-37, onde as condições técnicas eram muito diferentes das de Marlim Sul. A adequação foi feita pelo SEGEN, CENPES e E&P de maneira preliminar, no prazo de 15 dias, portanto superficial e potencialmente sujeita a grandes modificações. Assim foi enviada, por carta, à ISOTEC, em 06/02/97, para cotação, uma especificação preliminar contendo as diferenças entre as duas plataformas.

Em 27/01/97, é criada a 1ª comissão de negociação coordenada pelo SEGEN/EMBAR, e em 17/03/97 é recomendada a contratação da DB-100 por US$ 148.878/dia. **Este evento encerrou a participação do SEGEN/EMBAR no que se refere às negociações comerciais.**

Neste momento, várias evoluções tecnológicas vinham sendo estudadas pelos órgãos de engenharia da Companhia, no âmbito do SEGEN, E&P e CENPES, baseadas em experiências das unidades que já estavam em operação.

a) No que se refere à parte de geração de energia elétrica, existia uma forte tendência de substituição das turbinas a gás de acionamento dos compressores por motores elétricos;

b) No que se refere à ancoragem, o método até então utilizado através de estacas de sucção vinha sendo fortemente questionado, devido ao alto custo e prazo de instalação em lâminas de água muito profundas. Com isto, novas tecnologias estavam sendo estudadas, como as VLAs (âncoras de carga vertical), em estado final de aprovação.

Em paralelo ao processo negocial, o SEGEN continuava estudando a unidade DB-100, quanto à adequação de projeto para o campo de Marlim Sul, com a finalidade de reduzir o impacto de modificações futuras, visto que poderia ser adquirida uma plataforma superdimensionada para as condições de demanda e tecnologia. Neste ponto, o SEGEN/EMBAR foi alertado pela Divisão de Engenharia (SEGEN/DENPRO) que era precipitada a inclusão de qualquer novo equipamento de geração na plataforma, uma vez que os equipamentos existentes não haviam sido inspecionados, e tanto o balanço de cargas, quanto a tecnologia a ser utilizada (compressor com acionamento elétrico) não estavam definidos.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PINHEIRO GUEDES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS GRÁFICOS

IXº OFICIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Nº 1.
Av. Rio Branco 135 grupo 317 / RJ - Tel. 220-2440
Certifico que a presente é cópia fiel
do original que foi exhibido.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE ARENE BOARI

13º Ofício de Notas
Escrevente Substituto

CORREGEDORIA GERAL
DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BSK 27373

13º OFICIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Nº 1cc1oae
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel.: 2240-0473
Certifico que a presente é cópia fiel do original que foi exibido.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - LFVC - R4
Válida somente com selo de Fiscalização. - Total R$ 2,53
Cartório de Ofício de Notas
Ricardo de Jesus Gomes
Escrevente Substituto
CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BSK 27374

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. PETROBRAS

MINUTA

AUDIN-E-5003-A/2000

O mesmo foi alertado para o sistema de ancoragem, pois existiam dúvidas sobre as cargas locais ambientais (ex.: correntes, ondas, vento) e a melhor tecnologia a ser aplicada (VLA x estaca de sucção). Vale destacar a diferença de valor estimado na época entre as duas, que era bastante significativa, da ordem de US$ 400.000/âncora, totalizando US$ 4.800.000, levando-se em conta 16 linhas de ancoragem.

Desta forma, em 08/04/97, foi enviada carta à MITSUBISHI, de caráter técnico/informativo, anexando a primeira revisão da especificação técnica, enviada anteriormente esclarecendo pontos pendentes na primeira e alterando outras condições técnicas, entre elas a geração elétrica e a ancoragem. Esta carta não teve caráter comercial, visto que os trabalhos da primeira comissão, onde participou o SEGEN/EMBAR, estavam encerrados, e ainda não havia orientação quanto à continuidade das negociações.

Por iniciativa do DSHV, em 18/04/97, foi criada a 2ª comissão de negociação formada pelos adjuntos do SEGEN, E&P, SEFIN, CENPES e SEJUR. A MITSUBISHI, em 23/04/97, enviou carta ao SEGEN/SUPER, onde propõe a inclusão da P-38 no pacote, a uma taxa global de US$ 219.810 e cita, no item 3, que detalhes do contrato e as condições seriam objeto de acertos posteriores, quando a documentação fosse emitida e acordada pelas partes. Não foi levada em conta, por nenhuma das partes, a alteração da especificação técnica, que se fazia necessária, o que foi corroborado pelo resultado obtido, com a pequena redução de US$ 148.878 para US$ 148.500. Isto confirma que, evidentemente, ao futuro contratado, não interessava qualquer redução no seu escopo, uma das conseqüências da revisão de especificação, visto que, como "trading", as receitas principais são obtidas com a compra de equipamentos e materiais.

Devido ao insignificante resultado obtido pela 2ª comissão, a D.E., em 22/05/97, aprovou o encerramento das negociações e a abertura de processo licitatório. Diante desta decisão da D.E., a MITSUBISHI, tentando evitar a perda do negócio, em 28/05/97, encaminhou carta ao SEGEN/SUPEN propondo taxa de US$ 142.360, sem nenhuma menção às modificações de fornecimento, ou seja, mantendo o escopo original. Em 05/06/97, a 2ª comissão encaminhou nota ao DSHV propondo a contratação da plataforma.

Em 10/06/97 a MITSUBISHI encaminhou nova carta ao SEGEN/SUPEN, onde faz referência às negociações havida entre o DSHV e o diretor da MITSUBISHI Brasil, Sr. K. Kodaka, em 06/06/97, e confirma a redução de taxa diária para US$ 130.000, conforme condições da carta MITSUBISHI, de 23/04/97.

A partir deste momento, o DSHV prosseguiu nas negociações que levaram a um preço final de US$ 129.750/dia. Não foram gerados quaisquer documentos que registrassem o caráter das discussões envolvidas durante este período.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL GUIMARÃES
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

A partir do DIP do DSHV, em 03/07/97, o SEGEN/EMBAR foi orientado a preparar a documentação contratual e anexos, os quais foram encaminhados para o SEJUR e MITSUBISHI para análise e comentários.

1.º OFÍCIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Reconheço
Av. Rio Branco 135 grupo 317 - RJ - Tel. 220-2423
Certifico que a presente é cópia fiel
do original que foi exibido
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - LEVC - 84
Válido somente com selo de Fiscalização. - Total R$.2,53
Escrevente Substituto

CORREGEDORIA GERAL
DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BSK 27375

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A.
PETROBRAS

MINUTA

AUDIN-E-5003-A/2000

A documentação gerada, considerando a revisão da especificação, objeto da carta SEGEN/EMBAR, de 08/04/97, foi posteriormente enviada para verificação e assinatura do SEGEN/SUPEN (o SEGEN/SUPER estava ausente) e do diretor da BRASOIL. De acordo com os procedimentos internos do SEGEN (MAGES IV-CONTRATAÇÃO), onde todas as folhas da documentação deveriam ser rubricadas, no entanto, face ao elevado número de páginas, foram assinadas as primeiras e últimas páginas de cada documento pelos seus responsáveis. Destaca-se o documento "SPECIFICATION", que contém a definição do escopo e que foram assinadas por ambos os representantes da PETROBRAS.

Deve-se acrescentar que, como qualquer processo normal, os aditivos são propostos conforme cronograma dos empreendimentos, até para evitar desembolsos antecipados. Portanto, as solicitações dos aditivos de geração de energia elétrica e ancoragem foram feitos em momentos distintos, obedecendo ao cronograma do empreendimento. Vale lembrar que a definição do sistema de ancoragem ficou pendente até a data mais tarde, compatível com o desenvolvimento dos serviços.
Cabe ressaltar, conforme esperado, que já foi assinado mais um aditivo no valor de US$ 12 milhões e existe solicitação de outro no valor de US$ 40 milhões, para contabilizar as adaptações de projeto necessárias no decorrer do empreendimento. Cada um sendo solicitado no seu devido tempo e necessidade.

OBSERVAÇÕES

- Vale salientar que a partir do término da primeira comissão, onde participou o SEGEN/EMBAR, não houve envolvimento da área técnica até o final das negociações, no processo acima descrito, ocorrendo quebra de continuidade. A estratégia de criar várias comissões estanques, envolvendo em cada uma delas níveis hierárquicos distintos, é extremamente prejudicial ao processo de negociação, abrindo espaço para o contratado, que adota postura oposta, e se beneficia do desconhecimento da outra parte. É importante mencionar que quanto maior o nível hierárquico, menor é o tempo dedicado aos detalhes da missão em si, visto que os Superintendentes têm agenda bastante complicada com diversos compromissos.

- Após a definição do sistema de geração elétrica, o processo negocial do aditivo foi discutido e conduzido pelos mesmos titulares das funções que participaram das negociações para aquisição da DB-100, não tendo trazido por parte da direção da empresa qualquer questionamento quanto à pertinência ou não do aditivo, inclusive no que se refere aos valores. Isto demonstra a total transparência na condução do processo.

- O caso da P-40 não pode ser analisado como uma exceção, pois a falta de conhecimento do campo na época das contratações e as constantes evoluções tecnológicas, que resultam em reduções significativas de custos operacionais, ocasionam sucessivas alterações do escopo dos projetos, levando a aditivos e aumento dos investimentos inicialmente previstos, compensados entretanto pela redução do custo operacional e antecipação da produção (vide as plataformas P-19, P-31, P-36, etc).

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL BRASIL
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

1.2. NOTA DA AUDIN

- Não houve esclarecimento sobre o motivo da redução de escopo no momento em que o parecer da 1ª Comissão de Negociação estava sendo apreciado pelo Diretor Sebastião Vilarinho.

- O documento emitido pelo SEGEN/EMBAR não faz qualquer referência a apresentação pela parte interessada de nova proposta compatível com o novo escopo, procedimento não usual em processo de negociação. A justificativa que se tratava de documento sem caráter comercial e que não havia orientação quanto à continuidade das negociações, dá a redução de escopo o sentido de favorecimento, uma vez que o relatório da Comissão de Negociação, coordenada pelo próprio SEGEN/EMBAR, estabelecia que o memorial descritivo seria considerado anexo contratual. Não se consegue entender a validade de emissão de um documento que, embora propondo alterações de escopo, tenha que ser visto como mera correspondência técnico/informativa.

- Os membros da 2ª Comissão de Negociação, consultados formalmente, dentre eles o do SEGEN/SUPEN, a quem o SEGEN/EMBAR estava subordinado, desconheciam a exclusão do escopo contratual dos Sistemas de Geração de Energia e de Ancoragem, omissão que macula os princípios da impessoalidade e probidade. A argumentação de que a criação de comissões estanques é prejudicial ao processo, não eximia o SEGEN/EMBAR da obrigação de divulgar aos participantes a intenção de se reduzir o escopo contratual em negociação.

- A comparação, constante no DIP SEGEN/SUPER-000374, de 16/06/97, encaminhado para o Diretor Sebastião Vilarinho, entre a última proposta até então negociada para Marlim Sul – taxa diária de US$ 130 mil, VP US$ 309,2 milhões – e a proposta vencedora para Marlim (P-37) – VP US$ 280,8 milhões + US$ 29 milhões para adequação aos requisitos de Marlim Sul – foi, no mínimo, tendenciosa, pois não se revelou que o preço da primeira não abrigava os custos necessários para a realização da adequação requerida.
  Ainda que não se realize juízo de valor sobre se houve intenção ou não de se omitir informação à Diretoria, é verdade que a decisão foi tomada em bases mais favoráveis para que se realizasse a contratação, dispensando-se, em conseqüência, a efetivação de licitação internacional, conforme havia sido determinado anteriormente por aquele colegiado (Ata DE 4.099, item 27, de 22/05/97).

- Nos processos de aprovação da aquisição daqueles Sistemas, Atas DE 4.152, item 19, de 03/06/98 e 4.221, item 3, de 15/10/99, a solicitação da contratação teve como justificativa a utilização de uma estratégia de aquisição da plataforma sem a inclusão dos referidos sistemas, só que tal técnica, adstringente ao SEGEN/EMBAR, não foi explicitada nos documentos internos da fase de negociação, tampouco divulgada internamente. Cabe registrar que na solicitação de aprovação para o Sistema de Geração de Energia foi anexada uma cópia do documento diferente da que consta no contrato, de modo que o item 3.12.4 Geração de Energia, apareceu em folha separada do item 4 – Naval Design, permitindo inferir sobre a existência de intenção em se omitir, naquele momento, que o Sistema de Ancoragem também estava fora do escopo contratual.

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

13º OFÍCIO DE NOTAS
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel.: 2262-0044
Certifico que a presente é cópia fiel do original que foi exibido.
Ricardo de Jesus Gomes
Escrevente Substituto

CORREGEDORIA GERAL
DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BSK 27376

- Considerando-se que a carta entregue à MITSUBISHI tinha apenas caráter técnico/informativa – ainda assim teve seu teor incorporado ao instrumento contratual – e que, a partir de 10/06/97, o prosseguimento das negociações comerciais se deu sob a tutela do diretor Vilarinho, não há como não se admitir que parte da elucidação do caso dar-se-á somente por esclarecimentos daquele diretor.

2. **Deficiência na Estrutura de Negócio concebida para os contratos de afretamento das unidades P-38 e P-40, expondo a PETROBRAS à risco financeiro de US$ 218 milhões**

O projeto de implantação do módulo1 da Fase I de Marlim Sul prevê a instalação conjunta de uma UEP-1 (plataforma de produção P-40) e uma unidade de armazenamento da produção do tipo FSO (P-38). Estas unidades foram negociadas com a MITSUBISHI CORPORATION, que criou as subsidiárias SPC PETRO DIA I e II para serem proprietárias e fazerem contratos de afretamento com a BRASOIL, que as subafretaram à PETROBRAS. As unidades deveriam passar por um processo de conversão, sendo importante destacar a inexistência de vínculo entre o início do pagamento do afretamento e o término da conversão.

O Contrato de afretamento com opção de compra da P-40, assinado entre a BRASOIL e a PETRO DIA I, em 07/08/97, estabelece o prazo de duração em 12 anos, taxa diária de US$ 129,750.00 (valor este posteriormente aditado para US$ 142,450.00 pela inclusão do Sistema Geração Elétrica), carência de 270 dias após a assinatura do contrato e prazo de conversão de 24 meses, posteriormente acrescido de mais 11 meses. Já o de afretamento com opção de compra da P-38, assinado entre a BRASOIL e a PETRO DIA II, em 17/03/98, estabelece o prazo de 12 anos, taxa diária de US$ 59,690.00 sem carência e prazo de conversão de 21 meses, também estendido por mais 11 meses.

Para executar a conversão, a PETRO DIA contratou a FPSO ENGENEERING INC (SPC criada pela MARÍTIMA para assinar o contrato de conversão), que, por sua vez, subcontratou a FPSO CONSTRUCTION INC (outra SPC criada pela MARÍTIMA) para efetivamente realizar a conversão. Para controlar a conversão, a BRASOIL dispunha de dois instrumentos: o SUPERVISION AGREEMENT – garante o poder de fiscalizar, atestar medição, realizar modificações de projeto e autorizar a PETRO DIA a liberar pagamentos referentes a conversão – e o STEP-IN – permite substituir a contratada mediante a comprovação de inadimplência.

Apesar de alertados tempestivamente pela LINKLATERS – consultoria londrina que assessora a PETROBRAS em alguns contratos regidos pela lei inglesa – SEGEN e SEFIN aceitaram a estruturação que imputava integralmente à PETROBRAS os riscos pela conversão das unidades, embora a responsabilidade pela contratação fosse da MITSUBISHI (PETRO DIA), eximida, contratualmente, de qualquer risco relacionado à conversão.

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

13º OFICIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Nº iccicoc
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - Rio - Tel. 224-8423
Certifico que a presente cópia fiel do original que foi extraviado no Cartório de Notas
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000

CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BSK 27377

JOSÉ CARLOS PIRETTI BUSNELLO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORIAIS

Na estruturação, a MARÍTIMA (FPSO ENGENEERING), contratada pela PETRO DIA para realizar a conversão, pôde subcontratar empresa por ela mesma constituída (FPSO CONSTRUCTION) para executar o serviço, sendo Full Conversion Contract o único instrumento com previsão de sanção por inadimplência, porém adstrito aos pactuantes, ou seja, SPCs criadas pela MARÍTIMA.

O STEP-IN foi assinado por PETRO DIA, BRASOIL e FPSO ENGENEERING, porém a FPSO CONSTRUCTION, 2ª empresa criada pela MARÍTIMA, era quem contratava fornecedores. Sendo assim, o instrumento se mostra ineficaz, pois seu campo de utilização não alcança à atuação da FPSO ENGENEERING. Na prática, percebe-se a criação de artifício para marginalizar possíveis controles.

Cabe ressaltar que, no encaminhamento da documentação à D.E. sobre a estruturação a ser adotada – decisão constante na Ata 4.108, item 14, de 24-07-97 – não houve menção sobre a participação da FPSO CONSTRUCTION, o que veio a se concretizar posteriormente, com aquiescência do SEGEN. Por outro lado, também não há evidências, nos documentos do negócio, de contato formal entre SEGEN e LINKLATERS e entre os órgãos envolvidos a respeito do risco negocial, o que constou apenas do anexo I (modelo de contrato de afretamento a ser assinado) do processo de aprovação.

Por fim, deve-se registrar o entendimento de que informações dessa relevância deveriam constar em destaque, rotineiramente, nos processos, de tal sorte a que riscos do negócio se tornem plenamente conhecidos.

2.1. Comentários do SEGEN

132 OFICIO DE NOTAS -
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - NO exercício
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel. 224-0042
Certifico que a presente é cópia
do original que foi exibido.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - LEVC - 84
Válido somente com selo de Fiscalização. - Total R$.2,53

CORREGEDORIA GERAL
DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BSK 27378

3. Inobservância de procedimentos usuais de contratação na negociação da P 38, gerando dúvidas quanto a legitimidade e economicidade do processo de consulta ao mercado, US$ 160 milhões

Em 11/09/97, pela Ata DE 4.115, item 15, foi aprovada a proposição de consulta ao mercado para aquisição da P-38. Acontece que, em 22/08/97, antes mesmo da decisão da Diretoria Executiva, foi entregue, em mãos, à MITSUBISHI, a carta SEGEN/EMBAR-053/97, contendo um CD com os requisitos para fornecimento da P-38, não havendo, porém. evidências do encaminhamento aos demais concorrentes. A exceção da proposta MITSUBISHI, todas as demais informaram que as condições técnicas requeridas eram equivalentes a da P-47, unidade licitada anteriormente, forte indício da diferença de tratamento entre os concorrentes.

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

No quadro comparativo encaminhado para apreciação da D.E., incluiu-se proposta da Ultratec, de 22/07/97, apesar de a da vencedora, MITSUBISHI, ser de 15/09/97, recebida 03 dias após ao da 2ª colocada, FRED OLSEN, apresentando diferença de, apenas, 0,57%.

Apesar de o preço da P 47 ter sido uma das justificativas para a contratação direta, o fechamento do negócio apresentou majoração de 24%, cotejando-se os US$ 159,7 milhões aprovados no contrato de afretamento com opção de compra para a P-38 e os US$ 128,4 milhões obtidos na licitação da P-47. Cabe Destacar que a MITSUBISHI já havia ofertado um FSO no decorrer da contratação da P-40.

Há que se destacar a falta de evidência de constituição de Comissão de Negociação e de adoção de procedimentos simplificados de contratação – data limite para apresentação de proposta, encaminhamento em envelope lacrado e outros – ações que dariam maior credibilidade e transparência ao processo.

Demonstrativo da consulta:

EMPRESA	DIÁRIA (US$)	CARÊNCIA	V. PRESENTE (US$)
MITSUBISHI CORP	61,700.00	SEM	165,057,986,44
FRED OLSEN PRODCTION	61,600.00 (1)	SEM	166,006,501.75
SEA TANKERS	63,600.00	SEM	170,140,809.36
ULTRATEC	80,000.00	2 ANOS	179,471,746.46
ASTILLEROS ESPANOLES	68,000.00	SEM	181,911,557.17

(1) pagamentos mensais. Os demais são trimestrais.

3.1. Comentários do SEGEN

13º OFÍCIO DE NOTAS - Risco Oficial de Jesus
LUIZ FERNANDO CARVALHO DE FARIA - Notário - Tabelião Substituto
Av. Rio Branco 135 grupo 312 - RJ - Tel.
Certifico que a presente é cópia fiel do original que foi exibido.
Rio de Janeiro, 05 de Dezembro de 2000
RICARDO DE JESUS GOMES - Substituto - LEVC - 04
Válido somente com selo de Fiscalização. - Total R$ 2,53

CORREGEDORIA GERAL DA JUSTIÇA RJ
SELO DE FISCALIZAÇÃO
Nº BRT 35228

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL
JOSÉ CARLOS PIMENTEL CASSIO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS CARTORÁRIOS

CERTIDÃO

CERTIFICO que, nesta data foi anulado o 1º volume fls 44 ao fls 39.

O referido é verdade e dou fé.

Aos 16 de abril de 200 .

É CÓPIA FIEL DO DOCUMENTO ORIGINAL

CARLOS PARENTE GUSMÃO
DIRETOR
DIVISÃO DE SERVIÇOS GERAIS

G 7550 - BR - 218 - 1030