
PETROBRAS – APURAÇÃO DE CAUSAS E RESPONSABILIDADES RELATIVAS AO ACIDENTE COM PLATAFORMA DE EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO P-36

Representação

Ministro-Relator Adylson Motta

Grupo II – Classe VII – Plenário

TC-003.007/2001-3, c/ 06 volumes

Natureza: Representação

Entidade: Petróleo Brasileiro S/A – Petrobras

Interessado: Tribunal de Contas da União – Secex/GO

Ementa: Representação oferecida pela Secretaria de Controle Externo de Goiás – Secex/GO. Apuração de causas e responsabilidades relativas ao acidente com Plataforma de Exploração de Petróleo P-36 da Petrobras. Procedência Parcial. Determinações. Ciência às Comissões de Fiscalização e Controle e de Minas e Energia da Câmara dos Deputados.

RELATÓRIO

Adoto como Relatório a instrução da 1ª Secretaria de Controle Externo, às fls. 165-174, *in verbis*:

“Trata-se de representação oriunda da Secex/GO, para apurar as causas e responsabilidades relativas ao acidente com a plataforma de exploração de petróleo P-36, da Petrobras, encaminhada à 1ª. Secex por Despacho do então Ministro José Antônio Barreto de Macedo (fl. 13).

DA ADMISSIBILIDADE

1. A representação preenche os requisitos de admissibilidade previstos no art. 213 do Regimento Interno c/c o art. 69, § 1º, da Resolução TCU nº 136/2000, devendo ser conhecida por esta Corte.

2. Em resposta a diligências promovidas por esta Secretaria, por meio dos Ofícios nº 295/2001 e 296/2001 às fls. 16 a 18, ambos datados de 24/05/2001, a Petrobras e a ANP apresentaram as informações que se encontram às fls. 31 a 114 do volume principal e mais o volume 1. Uma vez que ainda restaram dúvidas, foi realizada inspeção na Petrobras, realizada consoante Portaria de Fiscalização/1ª Secex/TCU nº 81, de 17/02/2002.

Além da Petrobras, durante a inspeção, foram visitados o Tribunal Marítimo e a Justiça Federal em Campos dos Goytacazes – RJ, onde havia processos relativos ao acidente.

Utilizamos, ainda, como fonte de informações, os relatórios, principal e substituto, da CPI da Assembléia Legislativa do Estado do Rio de Janeiro – ALERJ e o relatório do CREA-RJ.

BREVE HISTÓRICO DA PLATAFORMA

3. A plataforma Petrobras-36 (P-36) foi construída entre 1986 e 1994, com o nome de Spirit of Columbus (SOC), em Gênova e Palermo, Itália, pelo Estaleiro Fincantieri, sob encomenda da SANA SpA, subsidiária da Midland and Scottish Resources (MSR), para operação no Campo de Emmerald, no Mar do Norte. Com a mudança dos planos da MSR para o campo de Emmerald, a SOC ficou sem uso até 1997, quando a Petrobras arrendou-a, junto à SANA, mudando a sua denominação para P-36.

A negociação para aquisição da plataforma foi feita através da Brasoil, tendo como intermediária a empresa Marítima Navegação e Engenharia LTDA, e incluía no preço do arrendamento a conversão da plataforma para operação no Campo de Marlim Sul, na Bacia de Campos. A plataforma seria convertida, em linhas gerais, de perfuração e produção, com capacidade para processar 100 mil barris/dia (bpd), para apenas produção, com capacidade para 150 mil bpd. Com a mudança do local de instalação, de Marlim Sul para o Campo de Roncador, a plataforma acabou sendo convertida para 180 mil bpd e 7,2 milhões m³/dia de gás natural.

Com a finalidade de manter subsídios concedidos pelo Governo Italiano, foi mantida a bandeira italiana para a plataforma, ou seja, ela continuou sendo uma embarcação italiana, sujeita a alguns regulamentos daquele país. Isto acarretou a manutenção da torre de perfuração na plataforma, a exigência de empresa certificadora italiana e a permanência de tripulação italiana a bordo, entre outras exigências.

Ao fim do arrendamento, a Brasoil teria a opção de compra da plataforma, pelo valor de US\$1,00, junto à Petro-Deep Inc., empresa constituída pela Marítima somente para a operação de arrendamento junto à SANA e subarrendamento à Brasoil. Durante todo o contrato, a plataforma estaria afretada, pela Brasoil, à Petrobras.

Para a conversão, também chamada de upgrade, a Marítima constituiu a empresa Petromec Inc., que subcontratou as seguintes empresas:

a) Noble Denton – empresa inglesa responsável pelo projeto da parte naval da plataforma, adequando-a ao peso dos novos equipamentos e à lâmina d'água de Roncador, 1360 m;

b) Amec – empresa inglesa responsável pelo projeto da nova planta de produção de óleo e gás;

c) Davies Industries – estaleiro localizado no Canadá, responsável pelos serviços de construção e montagem da parte naval e da planta de produção;

d) RINA – empresa de certificação italiana, responsável pela verificação da conformidade do projeto e equipamentos às normas aplicáveis. Essa empresa foi contratada por exigência das normas italianas, devido à bandeira da plataforma;

e) ABS – empresa de certificação americana, responsável pela verificação da conformidade do projeto e equipamentos relativos às alterações da planta de produção. Essa empresa foi contratada pelo fato de a Petrobras estar mais familiarizada com a mesma, conforme depoimento do Engenheiro Henídio (f. 208, v. 5).

A plataforma P-36 entrou em operação no campo de Roncador em 16/05/2000. Apesar de localizada na Bacia de Campos, era ligada à Unidade de Negócios Rio de Janeiro – UN-RIO. A plataforma contava com uma base de apoio em Macaé, onde se encontrava o Gerente da plataforma, e, a bordo, tinha um coordenador (COPLAT), ao qual se reportavam um supervisor de produção (SUPROD) e um supervisor de facilidades (SUFAC).

Em março de 2001, quando ocorreu o acidente que culminou no seu naufrágio, a plataforma produzia 84 mil bpd e 1,3 milhão m³/dia de gás.

ANÁLISE DO ACIDENTE

4. Quanto à seqüência de eventos e às causas diretas do acidente, consideramos as investigações e os estudos realizados pela Petrobras, ANP/DPC, CREA-RJ e Tribunal Marítimo, uma vez que esses órgãos não divergem quanto a esses aspectos. Uma vez que não foi possível fazer uma vistoria in loco, as conclusões a que estas entidades chegaram foram, essencialmente, baseadas nas análises feitas pela Petrobras, que, a partir de diversas hipóteses, realizou simulações em computador e outros estudos para encontrar as causas mais prováveis para o acidente. Foram gerados os seguintes documentos:

a) Relatório Final da Comissão de Sindicância da Petrobras (f. 28 a 57, v. 1);

b) Relatório da Agência Nacional do Petróleo–ANP / Diretoria de Portos e Costas–DPC (f. 79 a 114);

c) Relatório do CREA-RJ (f. 118 a 121).

d) Laudo de Exame Pericial Documental – Marinha do Brasil / Diretoria de Portos e Costas (f. 224 a 231, v.5);

e) Relatório de Inquérito – Processo nº 19.489/2001 – Tribunal Marítimo (f. 107 a 136).

A seguir faremos uma transcrição do resumo executivo do acidente, elaborado pela Comissão de Investigação da ANP/DPC.

5. 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 manifold (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 de 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 (destacamos), 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** (destacamos), quando foram vitimadas onze pessoas da brigada de incêndio da plataforma.

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.

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.

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.

A evacua o de 138 pessoas consideradas não essenciais às opera es de emergência foi iniciada   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.  s 6 h 03 min do mesmo dia, após esgotadas as possibilidades de manter a plataforma nivelada, a equipe que permanecera a bordo para opera es de emergência abandonou a unidade.

6. No Relatório Final da Comissão de Sindicância da Petrobras (f. 28 a 57, v. 1) e na fita VHS com o filme Simulação do Acidente da P-36 (anexo 1) encontra-se descrição mais detalhada do evento. A seguir realizaremos uma análise da gestão da empresa, nos aspectos relacionados ao acidente, por cada área de atuação.

PROJETO, CONSTRUÇÃO/MONTAGEM E COMISSIONAMENTO

7. Um dos fatores fundamentais do acidente, que possibilitou a seqüência de eventos descrita acima e levou ao afundamento da plataforma, foi a localização do tanque de drenagem de emergência (TDE) em uma das colunas da plataforma. Como visto, o rompimento de tubulações, causado pela explosão do TDE de boreste (primeira explosão), fez com que houvesse um grande vazamento de água, que escoou para compartimentos inferiores da plataforma.

O TDE foi instalado por razões de segurança, atendendo a especificação técnica da Petrobras (f. 209, v. 5). O fato de sua instalação só ter sido definida em um estágio avançado da obra fez com que fosse necessária uma solução alternativa para sua locação, pois já não havia área disponível no convés. A solução encontrada foi a adaptação de um tanque existente, originalmente previsto para trabalhar com fluidos utilizados nos trabalhos de perfuração.

Não foi encontrada qualquer norma que proibisse a instalação desse equipamento na coluna e a Petrobras indicou a existência de equipamentos de processo (óleo e gás) no interior de colunas de outras plataformas (f. 140). Por meio dos desenhos enviados (f. 170 e 171, v. 2) podemos observar que, ao contrário da P-36, a área em torno do vaso instalado na plataforma P-18 é classificada como zona 1, ou seja, as instalações e equipamentos nela instalados devem ser apropriados para operar em um ambiente em que pode haver gás. Os desenhos enviados da P-19 não indicam se a área é ou não classificada.

O relatório da Petrobras recomendou (f. 54) que fosse tomada a decisão gerencial de não utilizar, nos projetos futuros, tanques ou vasos no interior de colunas ou submarinos, quando interligados ao processo, e reavaliar, quanto ao risco operacional, o projeto das unidades atuais que operem nesta condição.

8. O Laudo de Exame Pericial da Marinha indica, nos seus itens 11 e 12 (f. 227, vol. 5), que houve falhas na classificação da área de instalação do TDE, a saber:

- a) foram indicadas, como aplicáveis, normas que são conflitantes;
- b) um dos documentos de classificação de áreas, o Hazardous Área Schedule (LI-3010.38-5400-947-AMK-603), indica de forma errada a localização do TDE e considera esta área como classificada;
- c) o desenho da área de instalação do TDE (DE-3010.38-5400-947-AMK-120) mostra esta área como não classificada, em desacordo com a classificação adotada no Hazardous Área Schedule.

O item 3 do mesmo laudo (f. 226, vol. 5) indica que a ABS revisou parcialmente o desenho DE-3010.38-5400-947-AMK-120, não examinando a parte relativa aos equipamentos instalados na elevação 28956, onde se localizava o TDE. Esta informação

é corroborada pelo depoimento do vistoriador da ABS, que afirma que a área mencionada não era do escopo de trabalho desta empresa. Ora, se a ABS era responsável pela certificação da planta de processo (f. 61 e 208, v. 5) e na área mencionada havia equipamento da planta, deduz-se que houve falha da fiscalização da Petrobras, que não exigiu desta área.

A Petrobras informa (f. 142) que a área ao redor do TDE era classificada, conforme Hazardous Área Schedule, no entanto, devido ao enquadramento dado no desenho DE-3010.38-5400-947-AMK-120, ela sempre foi considerada como não classificada, como se pode ver nos depoimentos do Operador Carlos Azeredo (f. 77, v. 4), do Coplat Marcos Lauria (f. 84, v. 4) e do Coplat Paulo Viana (f. 83, v. 6), entre outros. A não classificação da área do TDE foi fator que contribuiu fundamentalmente para o acidente, uma vez que não determinou a instalação de sensores de fogo e gás e de equipamentos apropriados para atmosferas explosivas, além de outras medidas de proteção. A instalação desses equipamentos indicaria a presença de gás no interior da coluna e, provavelmente, evitaria a segunda explosão, uma vez que não permitiria a propagação do gás para outras áreas.

A responsabilidade pelo projeto e pela classificação de áreas era das empresas contratadas para tal, porém a Petrobras, através de suas equipes designadas, tinha a obrigação de, no mínimo, exigir que as contratadas executassem o projeto em todas as suas etapas. Aceitar desenhos divergentes e não exigir da ABS a execução de revisão dos desenhos referentes ao TDE constituem falhas de fiscalização, no entanto não há evidências de que tenha havido responsabilidade do gerente da área.

O relatório da Petrobras citou como área indicada para melhoria a reavaliação dos requisitos de projeto, de modo a contemplar classificação de áreas mais rigorosa.

9. Um ponto que também deve ser mencionado, ainda que não tenha influenciado diretamente os fatos ocorridos no acidente, é a existência de sistemas incompletos ou entregues com atraso. O caisson de produção, por exemplo, ainda estava em fase de teste e comissionamento, obrigando a equipe a executar operações em desacordo com o manual de operações, conforme se vê no item 13. O Coordenador de Plataforma (Coplat) Paulo Roberto Viana menciona (f. 154) que o sistema de detecção de fogo e gás foi um dos últimos sistemas a serem entregues, sendo que deveria ser um dos primeiros, o que atrapalhou o perfeito aprendizado da sua operação. É necessário que haja critérios para que o cronograma de qualquer empreendimento considere o treinamento mínimo em cada sistema como tarefa necessariamente precedente ao início da operação da unidade, de modo a adequar o prazo de entrega de cada equipamento. Paralelamente, o setor responsável pela construção e montagem deve ficar responsável pela elaboração, com o apoio da unidade operadora, de estudos que analisem a viabilidade de operar a unidade sem equipamentos cuja falta implique a operação de sistemas fora do previsto nos manuais.

MANUTENÇÃO

10. A Petrobras informa que se perderam no naufrágio o livro de controle de manutenção, onde estava registrada toda a manutenção da P-36, e todos os registros de testes de equipamentos realizados. Informa também que o software utilizado para gerenciamento de manutenção na Bacia de Campos é o RAST, que ainda estava em implantação na P-36 no dia do acidente. Consideramos inadmissível que, após mais de quatro anos do início da adaptação da plataforma, ou mais de dez meses do início da operação, a plataforma ainda não possuísse um plano de manutenção, mesmo considerando a grande quantidade de equipamentos e informações a serem cadastradas. Não há, entretanto, devido à falta de informações e documentos, como relacionar esta falha a qualquer das causas do acidente.

11. A perda dos documentos citados no item anterior e a ausência de um plano de manutenção não nos permitiram verificar se a manutenção preventiva dos equipamentos envolvidos no acidente estava em dia. De qualquer forma, a Petrobras reconhece que havia manutenção preventiva em atraso quando, no seu relatório (f. 55, v. 1), recomenda que sejam tomadas ações para garantir o cumprimento dos programas de manutenção preventiva.

OPERAÇÃO – PRODUÇÃO

12. Na área de operação de produção, ou seja, operação dos equipamentos e sistemas da planta de óleo e gás, foram realizadas diversas atividades irregulares, entre elas:

a) raqueteamento da linha de vent atmosférico sem isolar por completo todas as entradas e saídas do tanque (f.89);

b) execução do esgotamento do TDE de bombordo para o manifolde de produção, em vez do caisson, contrariando o manual de operação da plataforma (f. 90);

c) não-acompanhamento da operação citada acima pelo supervisor de produção ou pelo Coplat (f. 90 e f. 153, v. 2);

d) demora na partida da bomba de esgotamento do TDE de bombordo, estando as válvulas de alinhamento ao manifolde de produção já abertas (f.89).

A operação de esgotamento do TDE de bombordo, que levou à primeira explosão, conforme item 5, está descrita em detalhes nas f. 45 e 46 do v. 1 (Petrobras) e 89 a 91 (ANP/DPC).

13. Perguntada pela equipe sobre as razões que levaram à execução do esgotamento do TDE de bombordo para o manifolde de produção, a empresa respondeu (f. 152) que foi opção da equipe, ou seja, não apresentou qualquer justificativa técnica. Os depoimentos dos supervisores Hélio Galvão (f. 152, v. 2) e Sebastião Filho (f. 155, v. 2) esclarecem que o caisson estava, ainda, em fase de teste e comissionamento, por isso não poderia ser utilizado. Apesar de haver a opção de drenagem para o manifolde de produção, o TDE só poderia ser interligado ao processo em situações de emergência ou em manutenção, com os poços fechados e a planta despressurizada (f. 185 e 186,

v. 5). Já que era necessária a drenagem do vaso e altamente custosa a paralisação da produção, deveria ter sido analisada a viabilidade da operação com a planta em operação e tomados todos os cuidados, uma vez que se tratava de uma operação em condições anormais.

14. A operação citada acima era viável, tanto que foi feita em outras ocasiões, mas um dos principais cuidados não foi tomado: o acompanhamento da supervisão. Se a operação devia ser feita com a planta despressurizada, fora dessa condição a supervisão seria imprescindível, no entanto o Suprod não tinha sequer conhecimento de que a operação estava em andamento (f. 155, v. 2). Não há como afirmarmos que o acidente teria sido evitado, caso esta exigência houvesse sido cumprida, porém entendemos que a empresa deve adotar providências com vistas a evitar novas ocorrências do gênero. A falta de acompanhamento da supervisão chegou ao ponto em que as senhas privativas do Suprod e do Coplat estavam disponíveis para todos os operadores (f. 153 e 155, v. 2). Isto mostra certo desprezo pelos cuidados solicitados pelo projeto, que determinou, no manual de operação, o acompanhamento ou, no mínimo, a autorização pessoal dos supervisores para certas operações, através do uso de senha (f. 155, v. 2 e 28, v. 6). Uma das ações necessárias para a eliminação deste problema já foi identificada pela própria Petrobras: a diminuição das tarefas burocráticas do supervisor, liberando-o para as atividades operacionais. Além disto, faz-se necessário revisar os procedimentos para dispensar o acompanhamento do supervisor onde, notadamente, isto seja desnecessário, e exigir, por outro lado, a sua efetiva atuação onde determinado.

15. De uma forma geral, verifica-se a falta de atendimento aos procedimentos operacionais, evidenciando que a gerência responsável não agia de forma a fazer conhecer e exigir o cumprimento deles. Isto fica claro em alguns depoimentos, como o do operador Evanildo (f. 148, v. 2), que executou a operação de drenagem do tanque e declarou não se lembrar se existia procedimento específico para o TDE. O mesmo operador afirma que nunca teve acesso ao manual de operação do sistema e que desconhecia que a bomba só poderia ser operada localmente. O operador Carlos (f. 151, v. 2) reforça nossa conclusão de que houve falha da gerência, quando afirma que não teve acesso a manuais do sistema em língua portuguesa.

16. O treinamento dos operadores da área de produção também mostrou-se inadequado, embora a Petrobras afirme o contrário. As declarações do operador Evanildo, citadas anteriormente, mostram que alguns funcionários não conheciam o sistema de drenagem em detalhes. O operador Carlos afirma não ter sido treinado na operação do TDE, tampouco para operar na sala de controle. Do supervisor Hélio Galvão vem a informação (f. 152, v. 2) de que os operadores não receberam curso específico sobre o painel de controle, mas apenas uma “orientação especial”, e de que eles foram adquirindo experiência com a progressiva entrada dos poços em operação. O COPLAT Viana também menciona, em seu depoimento (f. 154, v. 2), que as equipes de operação não conheciam profundamente o sistema de detecção de fogo e gás.

O relatório da Petrobras citou como área indicada para melhoria a revisão do dimensionamento e o aprimoramento da capacitação da equipe própria, de modo a atender a complexidade das instalações e das operações envolvidas. Além disto, é necessário que se garanta o treinamento prévio da equipe, evitando ao máximo o treinamento durante o trabalho, como estava ocorrendo na P-36.

OPERAÇÃO – FACILIDADES

17. A área de facilidades abrange, em linhas gerais, todos os sistemas não envolvidos diretamente com a produção de óleo e gás, tais como: geração de energia elétrica, captação de água do mar para refrigeração e combate a incêndio e, os que mais nos interessam, ventilação e ar condicionado (VAC) e controle de lastro e estabilidade da embarcação.

18. A abertura do tanque 26s e do void 61s para execução de inspeção, por um longo período e sem procedimento que estabelecesse medidas contingenciais, alterou as condições de estanqueidade e compartimentagem da embarcação, aumentando o volume alagável, conforme informações da ANP/DPC (f. 94 e 95) e da Petrobras (f. 53, v. 1), que consideraram esta situação como uma das causas diretas do acidente. A ANP/DPC (f. 95 e 97) considerou que houve descumprimento do manual de operação – MA-3010.38-1320-915-NBD-909-01 – nos itens de Estabilidade em Avaria e Casco e Estrutura – Estanqueidade à Água.

19. A inoperância de duas bombas sea water, também sem medidas contingenciais, reduziu a margem de manobras de emergência do sistema de lastro e também foi apontada pela Petrobras como causa do acidente (f. 54, v. 1).

20. A falha dos dampers dos dutos de ventilação foi o que permitiu que a água que vazava nos terceiro e quarto níveis da coluna inundasse os compartimentos inferiores, através dos dutos de ventilação. A Petrobras informa (f. 144) que os atuadores desses dampers apresentavam falhas eventuais, que já havia sido decidida a substituição de grande parte deles e que os representantes dos fornecedores dos novos atuadores estavam a bordo, no dia do acidente, planejando a substituição. O depoimento do Sr. Eduardo Rodrigues da Costa, Técnico de Manutenção da Petrobras, à Capitania dos Portos (f. 151/152, vol. 4), confirma a substituição citada e mostra, também, que o problema havia sido detectado ainda no Canadá, ou seja, no mínimo 15 meses antes, já que a plataforma chegou no Brasil em novembro de 1999. A data exata em que esses equipamentos foram testados não pôde ser verificada, uma vez que os registros se perderam com o naufrágio (f. 143). Considerando que se tratava de equipamento com potencial de causar impacto significativo à segurança da embarcação, e sistema classificado como item crítico para manutenção (f. 141), é inadmissível que a Petrobras operasse a plataforma por quase um ano com “falhas eventuais” nos mesmos. Ressalte-se, ainda, que a Companhia teve, no mínimo, cinco meses, antes que a plataforma entrasse em produção, para reparar ou substituir os atuadores defeituosos.

21. Os mesmos comentários feitos para os atuadores dos dampers também são válidos para os atuadores das válvulas, especialmente as das caixas de mar de lastro, outro equipamento crítico que apresentava falhas (f. 166, v. 2)

22. Nos itens 17 a 20, verificamos que se admitiu o risco de operar a plataforma com problemas em equipamentos críticos para a sua segurança, sem mensurar o risco envolvido e sem a adoção de medidas contingenciais. É necessário que a Petrobras providencie e efetivamente utilize mecanismos de controle da operacionalidade destes equipamentos, de análise de riscos de operação sem eles e de estudo e implementação de medidas contingenciais na sua falha ou falta.

23. O relatório da ANP/DPC e o relatório da própria Petrobras concluem que foram deficientes os procedimentos e o treinamento de pessoal nas ações de controle de estabilidade em emergência. Durante a inspeção realizada, verificamos alguns pontos relevantes, os quais listaremos a seguir.

a) O supervisor de facilidades, ao qual se reportavam os operadores de lastro, não possuía qualquer treinamento em controle de lastro e manutenção da estabilidade de plataformas semi-submersíveis. O Sufac Luiz Mário afirma (f. 194, v. 5) que, entre outras, sua função era o gerenciamento administrativo do pessoal do sistema de lastro.

b) O técnico de estabilidade Cláudio Marinho possuía curso de formação em operação de sistemas de lastro, concluído em 1989, sem reciclagem posterior, e curso básico do sistema de estabilidade da P-36, com vinte horas-aula (f. 95 a 99, v.2).

c) O operador de lastro Juarez Vasconcelos, que estava em serviço no momento do acidente (turno da noite) possuía curso de formação em operação de sistemas de lastro, concluído em 1993, também sem reciclagem posterior, e curso básico do sistema de estabilidade da P-36 (f. 126 a 128, v.2).

d) O operador de lastro José Antônio da Costa, do turno do dia, possuía curso de formação, também sem reciclagem posterior, mas não possuía o curso básico da P-36 (f. 109 a 111, v.2).

e) Nenhum dos operadores de lastro, nem o técnico de estabilidade, possuía treinamento para situações de emergência na área de lastro (f. 157, v. 2).

f) A coordenação das operações após as explosões ficou a cargo do técnico de estabilidade, porém esta função não está relacionada no Grupo de Controle da Emergência (f. 158 a 159), mas, sim, o Sufac, que, entretanto, não possuía treinamento na área, como já visto no item “a”, acima.

g) As ações adotadas durante a emergência não seguiram um procedimento, de acordo com as normas, sendo escolhidas como “conseqüência da decisão do momento”, conforme depoimento do técnico de estabilidade (f. 58, v. 4).

h) Não havia versão em português do manual de operação do sistema de lastro (f. 157, v. 2).

i) O Plano de Contingência Setorial da Unidade Marítima P-36 não cita o Manual de Operação como documento aplicável, embora este possua um volume específico (Vol. 6 – Emergency Safety Procedures).

j) O Plano de Emergência 11 – Procedimentos em Caso de Alagamento não faz referência às ações recomendadas no volume 6 do Manual de Operação, remetendo a ação para o Plano de Emergência 1 – Procedimentos para Situação de Emergência, que é um plano genérico, sem ações definidas aplicáveis a esse tipo de ocorrência.

k) O padrão E&P-PP-27-0281-J – Certificação para a Carreira de Operação, documento complementar ao manual E&P-MT-37-0279-A – Programa de Treinamento para Equipes das Novas UEPs, prevê treinamento em estabilidade de embarcações no currículo mínimo dos operadores dessa área, porém não há qualquer menção a reciclagem ou a treinamento específico na unidade.

l) O Plano de Gerenciamento de Simulados da E&P-BC – PG-27-0056 – prevê realização anual de simulados de “Adernamento da Unidade Marítima” e de “Alagamento da Unidade Marítima” (f. 258, v. 1). A empresa informa (f. 154) que estes simulados não foram feitos e que a plataforma ainda não tinha um ano de operação. Esta justificativa é inaceitável, uma vez que parece óbvio, ainda que não explícito no plano, que o primeiro simulado deve ser feito antes do início da operação.

24. Os subitens “a” a “e” do item 23 mostram que, de fato, o treinamento não era adequado. O relatório da Petrobras indica como área para melhoria o investimento na “capacitação técnica da atividade de controle de estabilidade e lastro, promovendo treinamentos de reciclagem, de controle de emergência e específicos para cada unidade”. Faz-se necessário, em complemento, que os padrões mencionados no item 23-k sejam revisados e garantido o seu atendimento.

25. Os subitens “a”, “f” e “g” do item 23 mostram algumas deficiências da supervisão e coordenação das ações nessa área. Na verdade, não havia uma supervisão efetiva das atividades operacionais na área de controle de lastro, mas, sim, um controle administrativo. O relatório da comissão de sindicância da Petrobras sugere “melhorar a definição de responsabilidades no que tange a operação, manutenção e supervisão das áreas de produção, utilidades e controle de estabilidade”. Entendemos ser imprescindível o atendimento a esta sugestão e enfatizamos a necessidade de implementação de uma supervisão atuante na área de lastro e estabilidade, não só pela definição de responsabilidades, como sugerido, mas pela capacitação da supervisão e pelo estabelecimento e efetivo cumprimento de procedimentos operacionais que envolvam a atuação dos supervisores.

26. Além de haver problemas nos procedimentos existentes, como vimos nos subitens “i” a “l” do item 23, fica evidente, mais uma vez, a falta de ação da gerência da plataforma em prol do cumprimento destes padrões operacionais. Exemplo claro disto é a declaração do Coplat Viana de que desconhece se os manuais de operação da área de lastro e facilidades eram efetivamente utilizados no dia-a-dia (f. 168, v.2). Os subitens “g” e “h” do item 23 nos mostram que os manuais não eram sempre utilizados.

27. Uma das não-conformidades constatadas pela ANP–DPC (f. 96 e 97) foi a “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”. De acordo com o técnico de estabilidade (f. 160, v.2), “as bombas de

esgoto não estavam em automático e não foram acionadas, pois a concentração das ações foi em determinar a causa do alagamento”. Relembrando que não foi feito o simulado de alagamento e adernamento (item 23-l) e, segundo o próprio técnico (item 23-g), as ações não seguiram um procedimento, podemos deduzir que esta não-conformidade é consequência direta das falhas de treinamento, supervisão e procedimento.

SEGURANÇA

28. Analisando o curriculum vitae de cada membro da brigada de incêndio, observa-se que dos dezessete componentes, quatorze fizeram o último curso de reciclagem em julho de 1998, dois anos e oito meses antes do acidente, desrespeitando a NBR-12678 que, no seu item 5.1 (f. 87, v.2), estabelece o prazo máximo de dois anos para reciclagem do treinamento.

Verifica-se também que quatro membros da brigada fizeram curso de reciclagem, com uma carga horária de oito horas, sem ter feito qualquer curso anterior na atividade de combate a incêndio. O procedimento E&P-PE-37-2835-0 – Treinamento para Brigadas de Incêndio (f. 1 a 5, v.2) – não define a carga horária do treinamento, de modo que não há como se averiguar se as oito horas do curso de reciclagem atenderiam ao procedimento. De qualquer forma, presume-se que um treinamento básico é mais completo que um curso de reciclagem, não sendo admissível que este substitua aquele. O Anexo 1 mostra a situação de treinamento na atividade de combate a incêndio dos membros da brigada.

29. Quanto à coordenação das atividades durante a emergência, verificamos, conforme informação do Coplat Viana, que havia conflito de competência entre o Capitão, pertencente à equipe italiana, e o Coplat (f. 168 e 169, v.2). A equipe italiana ainda teria poderes para assumir o plano de contingência, caso discordasse das atitudes do Coplat. Embora não tenha havido problemas na condução das ações durante a emergência na P-36, uma possível discordância entre os dois poderia trazer sérias consequências, pela perda de comando sobre as equipes.

ATUAÇÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP

30. De acordo com a legislação em vigor (art. 8º, VII, da Lei nº 8478/97 e art. 27, V, da Lei nº 9966/2000), a ANP tem por incumbência a fiscalização das atividades da indústria do petróleo, incluindo as plataformas.

31. A ANP apresenta como uma das competências da sua Superintendência de Desenvolvimento e Produção “fazer cumprir, pelos concessionários, as melhores práticas relativas à segurança das operações, à preservação dos reservatórios e de outros recursos naturais e à preservação ambiental das áreas onde serão realizadas as atividades de desenvolvimento e produção”. Questionada quanto a fiscalizações que pudesse ter feito na P-36, a agência informa (f. 77 e 78) que ainda está estabelecendo regulamentos e procedimentos para o controle das atividades integrantes da indústria

do petróleo e planejando estudos para o estabelecimento de sistemas de inspeção de instalações, visando à segurança operacional das mesmas.

32. O Tribunal, por meio da Decisão Plenária nº 1052/2001, adotada no TC 001.362/2000-4, relativo a Auditoria Operacional na Área Ambiental da Petrobras, recomendou à ANP implantar uma assessoria ambiental, hierarquicamente ligada à Diretoria Geral, com as seguintes incumbências:

a) elaborar diretrizes para as Superintendências, com vistas a uma atuação mais ampla na área de segurança operacional, bem como nas questões ambientais;

b) centralizar o tratamento das informações de segurança operacional e meio ambiente, em banco de dados corporativo a ser implementado;

c) aumentar a articulação e o intercâmbio de informações entre as Superintendências;

d) garantir uma avaliação sistêmica das questões ambientais na indústria do petróleo.

33. Entendemos que se faz necessário determinar à ANP que informe, na sua próxima prestação de contas, o atendimento à recomendação do Tribunal ou a adoção de solução alternativa, bem como o planejamento das suas superintendências, especialmente a de desenvolvimento e produção, para o cumprimento das diretrizes estabelecidas.

CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÃO

34. Nos itens anteriores, destacamos falhas nas áreas de projeto, construção e montagem, manutenção, treinamento e operação. Tanto a Comissão de Sindicância da Petrobras, quanto a ANP, em conjunto com a DPC, constataram diversas destas falhas e fizeram várias recomendações, as quais estão sendo objeto de análise pela Petrobras, no âmbito do Programa de Excelência Operacional nas Unidades Marítimas – PEO –, cuja implantação teve início em outubro de 2001, com término previsto para dezembro de 2002.

35. **Apesar das falhas apontadas, algumas diretamente relacionadas aos fatos ocorridos, não há como atribuir a qualquer gestor a responsabilidade direta pelo acidente**, visto que ele decorreu de uma sucessão de eventos e condições que, isoladamente, não teriam levado ao afundamento da plataforma e estas falhas não foram causas diretas do acidente, mas, sim, fatores contribuintes.

36. Por outro lado, fica evidente que algumas destas falhas podem ser atribuídas à inadequação ou ao descumprimento de normas, manuais e procedimentos operacionais, sendo necessário que a empresa revise alguns procedimentos e estabeleça alguns mecanismos de controle, de modo a evitar a sua recorrência.

37. Os pontos a seguir já foram ou estão sendo considerados pela Petrobras, sendo necessário apenas acompanhar as ações deles decorrentes.

a) Não-utilização, nos projetos futuros, de tanques ou vasos no interior de colunas ou submarinos, quando interligados ao processo, e reanálise, quanto ao

risco operacional, dos projetos das unidades atuais que operem nesta condição – item 7 desta instrução.

b) Reavaliação dos requisitos de projeto, de modo a contemplar classificação de áreas mais rigorosa – item 8.

c) Ações para garantir o cumprimento dos programas de manutenção preventiva – item 9.

d) Diminuição das tarefas burocráticas do supervisor, liberando-o para as atividades operacionais – item 10.

e) Investimento na capacitação técnica da atividade de controle de estabilidade e lastro, promovendo treinamentos de reciclagem, de controle de emergência e específicos para cada unidade – item 24.

f) Melhora na definição de responsabilidades no que tange a operação, manutenção e supervisão das áreas de produção, utilidades e controle de estabilidade – item 25.

38. As determinações à Petrobras que julgamos necessárias, objeto da proposta de mérito, complementam as que já estão em análise, ou reiteram-nas, e têm por foco a gestão das áreas mencionadas, devendo ser contempladas no PEO, onde aplicável.

PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

Pelo exposto acima, submetemos os autos à consideração superior propondo:

39. que seja conhecida a presente representação, com fulcro no art. 213 do Regimento Interno c/c o art. 69, VI, e § 1º, da Resolução TCU nº 136/2000, para, no mérito, considerá-la improcedente, sem prejuízo das determinações listadas abaixo;

40. que sejam feitas as **determinações** listadas a seguir, nos termos do art. 43, inciso I, da Lei n.º 8.443/92 c/c o art. 194, inciso II, do Regimento Interno/TCU.

40.1. Ao Presidente da Petrobras:

a) estabelecer critérios, mediante normas ou procedimentos, para que o cronograma de qualquer empreendimento considere o treinamento mínimo em cada sistema como tarefa necessariamente precedente ao início da operação da unidade;

b) incumbir o setor responsável pela construção e montagem da elaboração, com o apoio da unidade operadora, de estudos que analisem a viabilidade e o risco de iniciar a operação da unidade sem equipamentos cuja falta implique a operação de sistemas fora do previsto nos manuais, indicando os procedimentos alternativos a serem seguidos;

c) elaborar relação de equipamentos cujo plano de manutenção deve ser necessariamente implementado antes do início da operação da unidade;

d) revisar os procedimentos operacionais, discriminando as operações em que seja recomendável o acompanhamento do supervisor daquelas em que isto seja necessário, proibindo a delegação de tarefas neste último caso e estabelecendo responsabilidade do supervisor pelas atividades operacionais, e não apenas pelas atividades administrativas;

e) implantar sistema de gestão que garanta o atendimento de leis, normas, padrões e procedimentos operacionais, no nível das plataformas, Ativos de Produção e Unidades de Negócio, atribuindo responsabilidades, em cada nível, pelo atendimento destes dispositivos regulamentares;

f) providenciar e efetivamente utilizar mecanismos de controle da operacionalidade dos equipamentos críticos para a segurança da unidade, elaborando, entre outras medidas, procedimento que imponha a realização de análise de riscos e de estudo e implementação de medidas contingenciais, na falta ou funcionamento irregular de qualquer destes equipamentos;

g) revisar os padrões E&P-PP-27-0281-J – Certificação para a Carreira de Operação – e E&P-MT-37-0279-A – Programa de Treinamento para Equipes das Novas UEPs –, estabelecendo o prazo máximo para reciclagem e a exigência de treinamento específico na unidade;

h) revisar os planos de contingências das plataformas de produção, incluindo as referências necessárias aos manuais de operação, ou absorvendo suas informações, e reavaliando a atribuição de responsabilidades, de modo a eliminar possíveis conflitos de competência;

i) informar, na sua próxima prestação de contas, as medidas adotadas com vistas ao cumprimento das determinações constantes dos itens “a” a “h”, acima, e das recomendações emanadas pelas comissões de investigação do acidente, da Petrobras, do CREA-RJ e da ANP/DPC, especialmente as seguintes:

? não-utilização, nos projetos futuros, de tanques ou vasos no interior de colunas ou submarinos, quando interligados ao processo, e reanálise, quanto ao risco operacional, dos projetos das unidades atuais que operem nesta condição;

? reavaliação dos requisitos de projeto, de modo a contemplar classificação de áreas mais rigorosa;

? ações para garantir o cumprimento dos programas de manutenção preventiva;

? diminuição das tarefas burocráticas do supervisor, liberando-o para as atividades operacionais;

? investimento na capacitação técnica da atividade de controle de estabilidade e lastro, promovendo treinamentos de reciclagem, de controle de emergência e específicos para cada unidade;

? melhora na definição de responsabilidades no que tange a operação, manutenção e supervisão das áreas de produção, utilidades e controle de estabilidade.

40.2. Ao Diretor-Geral da Agência Nacional do Petróleo – ANP –, que informe, na sua próxima prestação de contas:

a) o atendimento à recomendação feita pelo TCU, por meio da Decisão nº 1052/2001, referente à implantação de assessoria ambiental, hierarquicamente ligada à Diretoria-Geral, ou a adoção de solução alternativa;

b) o planejamento das suas superintendências, especialmente a de desenvolvimento e produção, quanto ao cumprimento das diretrizes estabelecidas pela assessoria ambiental mencionada no item “a”, acima.

41. que o presente processo seja apensado às contas da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, nos termos do art. 194, inciso II, do Regimento Interno/TCU.”

O Ministério Público apresentou Parecer da lavra do Nobre Procurador Dr. Ubaldo Alves Caldas, concordando no essencial com a proposição da Unidade Técnica, considerando, no entanto, como parcialmente procedente a Representação ora analisada.

É o Relatório.

VOTO

Inicialmente entendo que a presente Representação deva ser conhecida, com fulcro no art. 213 do Regimento Interno desta Corte c/c o art. 69, inciso VI, e § 1º da Resolução – TCU nº 136/2000.

Conforme amplamente discutido nos autos, alguns fatos devem ser destacados como pontos que merecem uma especial atenção da Petrobrás, a fim de que se evitem acidentes como o que ora se analisa, lamentável sob todos os aspectos, máxime no que concerne às perdas de vidas ocorridas quando das explosões que culminaram com o afundamento da Plataforma P-36, exploradora de petróleo no Campo de Campos, Estado do Rio de Janeiro.

Apesar dos imensos danos materiais, lamentáveis sob todos os aspectos, mas recuperáveis, ainda que com muito sacrifício, estes podem ser colocados em segundo plano, enquanto as perdas humanas irrecuperáveis maculam para sempre a grande história da Petróleo Brasileiro S A

Vale destacar, portanto, e de forma bastante resumida, alguns fatos que são de fundamental importância no âmbito deste processo:

- a) o reconhecimento, por parte da Petrobrás, de que havia manutenção preventiva em atraso;
- b) não-cumprimento de diversos procedimentos operacionais, consoante relacionado no Relatório de Inspeção às fls. 169, itens 12 a 15;
- c) deficiências no treinamento de operadores de produção, conforme evidenciaram alguns depoimentos;
- d) deficiências no treinamento de pessoal de segurança;
- e) falhas operacionais ligadas diretamente ao acidente; e
- f) descumprimento reiterado de padrões operacionais;

Além disso, ficou evidenciado erro de projeto da Plataforma, principalmente, pela definição, em estágio avançado da obra, de instalação de tanque de drenagem de emergência, conhecido com TDE, em uma das colunas da P-36, uma vez que, como apontado no Relatório de Inspeção, não havia área disponível no convés da Plataforma, fato condenado no próprio Relatório Final da Comissão de Sindicância que analisou o acidente, conforme recomendação às fls. 68 destes autos.

Creio ser oportuno, mais uma vez, lembrar às autoridades competentes sobre a necessária atenção que deve ser dada ao desenvolvimento de projetos de engenharia, principalmente para estruturas do porte e da complexidade da plataforma acidentada,

dispensando-se, portanto, maiores explicações, vez que de amplo conhecimento de todos.

A Petrobrás tem dado grande exemplo para o Brasil de sua capacidade técnica, principalmente no que concerne à exploração de petróleo em águas profundas, sendo hoje a empresa com a tecnologia mais avançada no mundo neste mister, estando prestes a atingir as metas estratégicas da Companhia visando à autonomia brasileira na produção de petróleo, fato extremamente auspicioso para a Nação Brasileira.

Por derradeiro, deve-se lembrar que uma sucessão de acontecimentos implicou na ocorrência do acidente com a Plataforma P-36, fatos que podem ser melhor monitorados e gerenciados pela Petrobrás, no sentido de se evitarem novos sinistros da magnitude do ocorrido, não tendo sido possível, destarte, atribuir responsabilidade a qualquer gestor especificamente.

Dessa forma, Voto por que o Tribunal adote a deliberação que ora submeto à consideração deste Colegiado.

DECISÃO Nº 1.394/2002 – TCU – PLENÁRIO¹

1.Processo TC-003.007/2001-3

2.Classe de Assunto: VII – Representação

3.Entidade: Petróleo Brasileiro S A – Petrobras -

4.Interessado: Secretaria de Controle Externo no Estado de Goiás – Secex/GO

-

5.Relator: Ministro Adylson Motta

6.Representante do Ministério Público: Dr. Ubaldo Alves Caldas

7.Unidade Técnica: 1ª Secex

8.Decisão: O Plenário, diante das razões expostas pelo Relator, e com fulcro no art. 43, inciso I, da Lei nº 8.443/92 c/c o art. 194, inciso II, do Regimento Interno/TCU, DECIDE:

8.1 determinar à Petrobras que:

8.1.1 estabeleça critérios, mediante normas ou procedimentos, para que o cronograma de qualquer empreendimento considere o treinamento mínimo em cada sistema como tarefa necessariamente precedente ao início da operação da unidade;

8.1.2 incumba, ao setor responsável pela construção e montagem, da elaboração, com o apoio da unidade operadora, de estudos que analisem a viabilidade e o risco de se iniciar a operação sem equipamentos, cuja falta implique a ativação de sistemas fora do previsto nos manuais, indicando os procedimentos alternativos a serem seguidos;

8.1.3 elabore relação de equipamentos cujo plano de manutenção deva ser necessariamente implementado antes do início da operação da unidade;

8.1.4 revise os procedimentos operacionais, discriminando as operações em que seja recomendável o acompanhamento do supervisor, naquelas em que haja necessidade, proibindo a delegação de tarefas neste último caso e estabelecendo

¹ Publicada no DOU de 25/10/2002.

responsabilidade do supervisor pelas atividades operacionais, e não apenas pelas atividades administrativas;

8.1.5 implantar sistema de gestão que garanta o atendimento a leis, normas, padrões e procedimentos operacionais, no que concerne às Plataformas, Ativos de Produção e Unidades de Negócio, atribuindo responsabilidades pelo atendimento destes dispositivos regulamentares em cada um dos níveis mencionados;

8.1.6 providencie, e efetivamente utilize, mecanismos de controle da operacionalidade dos equipamentos críticos para a segurança da unidade, elaborando, entre outras medidas, procedimento que imponha a realização de análise de riscos e de estudo e implementação de medidas contingenciais, na falta ou funcionamento irregular de qualquer destes equipamentos;

8.1.7 revise os padrões E&P-PP-27-0281-J – Certificação para a Carreira de Operação – e E&P-MT-37-0279-A – Programa de Treinamento para Equipes das Novas UEPs –, estabelecendo o prazo máximo para reciclagem e a exigência de treinamento específico na unidade;

8.1.8 revise os planos de contingências das plataformas de produção, incluindo as referências necessárias aos manuais de operação, ou absorvendo suas informações, e reavaliando a atribuição de responsabilidades, de modo a eliminar possíveis conflitos de competência;

8.1.9 informe, na sua próxima prestação de contas, as medidas adotadas com vistas ao cumprimento das determinações constantes dos itens “8.1.1” a “8.1.8”, acima, e das recomendações emanadas pelas comissões de investigação do acidente, da Petrobras, do CREA-RJ e da ANP/DPC, especialmente as seguintes:

8.1.9.1 não-utilização, nos projetos futuros, de tanques ou vasos no interior de colunas ou submarinos, quando interligados ao processo, e reanálise, quanto ao risco operacional, dos projetos das unidades atuais que operem nesta condição;

8.1.9.2 reavaliação dos requisitos de projeto, de modo a contemplar classificação de áreas mais rigorosa;

8.1.9.3 ações para garantir o cumprimento dos programas de manutenção preventiva;

8.1.9.4 diminuição das tarefas burocráticas do supervisor, liberando-o para as atividades operacionais;

8.1.9.5 investimento na capacitação técnica da atividade de controle de estabilidade e lastro, promovendo treinamentos de reciclagem, de controle de emergência e específicos para cada unidade;

8.1.9.6 melhora na definição de responsabilidades no que tange a operação, manutenção e supervisão das áreas de produção, utilidades e controle de estabilidade.

8.2 determinar à Agência Nacional do Petróleo – ANP que informe, na sua próxima prestação de contas sobre:

8.2.1 o atendimento à recomendação feita pelo TCU, por meio da Decisão nº 1052/2001, referente à implantação de assessoria ambiental, hierarquicamente ligada à Diretoria-Geral, ou a adoção de solução alternativa;

8.2.2 o planejamento das suas superintendências, especialmente a de desenvolvimento e produção, quanto ao cumprimento das diretrizes estabelecidas pela assessoria ambiental mencionada no item “a”, acima.

8.3 ser o presente processo apensado às contas da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, nos termos do art. 194, inciso II, do Regimento Interno/TCU.

8.4 dar ciência da presente deliberação às Comissões de Minas e Energia, Fiscalização Financeira e Controle da Câmara dos Deputados e Comissão de Fiscalização e Controle do Senado Federal.

09. Ata nº 38/2002 – Plenário

10. Data da Sessão: 16/10/2002 – Ordinária

11. Especificação de **quorum**:

11.1. Ministros presentes: Valmir Campelo (Vice-Presidente, no exercício da Presidência), Marcos Vinícios Vilaça, Iram Saraiva, Adylson Motta (Relator), Walton Alencar Rodrigues, Guilherme Palmeira, Benjamin Zymler e o Ministro-Substituto Lincoln Magalhães da Rocha.

11.2. Auditor presente: Marcos Bemquerer Costa.

VALMIR CAMPELO
Vice-Presidente,
no exercício da Presidência

ADYLSO MOTA
Ministro-Relator