

relatório anual 2001

energia para o desenvolvimento humano sustentável



sumário

RESUMO OPERACIONAL

2



PERFIL, MISSÃO E VISÃO

4



OS NEGÓCIOS DA PETROBRAS

9

- Exploração e Produção no Brasil
- Refino, Comercialização,
Transporte e Petroquímica
- Distribuição
- Gás e Energia
- Internacional

DESTAQUES

3

MENSAGEM AOS ACIONISTAS

6



49

GESTÃO CORPORATIVA

Governança Corporativa

e-Business

Recursos Humanos

Pesquisa e Desenvolvimento
e Engenharia Básica

Segurança Operacional, Meio Ambiente
e Saúde

Qualidade

95

MERCADO DE CAPITAIS

105

ENDEREÇOS



81

DESEMPENHO EMPRESARIAL, RISCOS E ESTRATÉGIA

Desempenho Empresarial

Gerenciamento de Riscos

Estratégia

99

GLOSSÁRIO

104

INFORMAÇÕES A ACIONISTAS E INVESTIDORES

resumo operacional

RESERVAS PROVADAS ^{1,2}	
Total (<i>bilhões de barris de óleo equivalente – boe</i>)	9,3
Óleo e condensado (<i>bilhões de barris</i>)	7,8
Gás natural (<i>bilhões de barris de óleo equivalente</i>)	1,5
PRODUÇÃO MÉDIA DIÁRIA²	
Total (<i>mil barris de óleo equivalente – boed</i>)	1.636
Óleo e LGN (<i>mil barris por dia – bpd</i>) ⁴	1.379
Terra	258
Mar	1.121
Gás natural (<i>milhões de m³ por dia</i>) ⁵	41,1
Terra	17,9
Mar	23,2
POÇOS PRODUTORES	
Total	8.690
Terra	7.889
Mar	801
SONDAS DE PERFURAÇÃO	
Total	38
Terra	15
Mar	23
PLATAFORMAS EM PRODUÇÃO	
Total	92
Fixas	70
Flutuantes	22
DUTOS (km)	
Total	15.390
Óleo e derivados	7.890
Gás natural ³	7.500
FROTA DE NAVIOS	
Total	124
Próprios	62
Afretados	62
Tonelagem (<i>milhões de toneladas de porte bruto – tpb</i>)	8,2
TERMINAIS	
Total	53
Marítimos privativos	10
Fluviais privativos	3
Marítimos, fluviais e lacustres em portos de terceiros	11
Terrestre	29
Capacidade de armazenamento (<i>mil barris</i>)	66.723
REFINARIAS	
Quantidade ²	14
Capacidade nominal instalada ² (<i>mil bpd</i>)	2.021
Carga média processada (<i>mil bpd</i>)	1.680
Brasil	1.650
Exterior	30
Produção média diária de derivados ² (<i>mil bpd</i>)	1.676
IMPORTAÇÃO (mil bpd)	
Óleo	278
Derivados	326
EXPORTAÇÃO (mil bpd)	
Óleo	98
Derivados	203
COMERCIALIZAÇÃO DE DERIVADOS	
Volume movimentado (<i>mil bpd</i>)	1.997
Brasil	1.696
Exterior	301
COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL	
Volume movimentado (<i>mil m³ por dia</i>)	25.600
Gás nacional	15.500
Gás boliviano	10.100
FERTILIZANTES	
Número de plantas	2
Produção média diária de amônia (<i>toneladas</i>)	1.338
Produção média diária de uréia (<i>toneladas</i>)	1.295

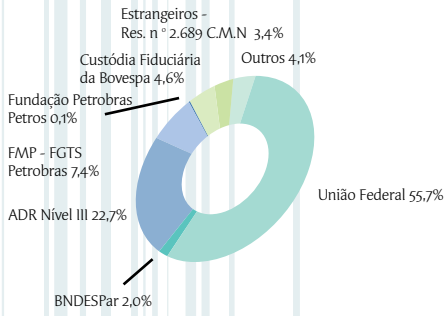
NOTAS:

- 1 Medidas de acordo com o critério da Securities and Exchange Commission (SEC);
- 2 Inclui dados do exterior, correspondentes ao total das associações em que a Petrobras participa;
- 3 Inclui o lado brasileiro do Gasoduto Bolívia-Brasil (2.600 quilômetros);
- 4 Inclui óleo de xisto (3.988 barris por dia);
- 5 Não está incluído o LGN.

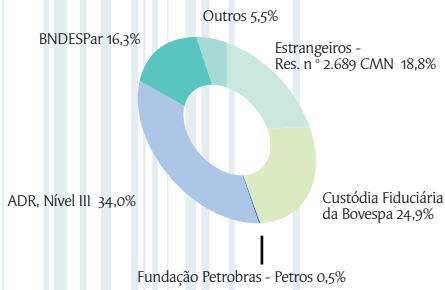


destaques

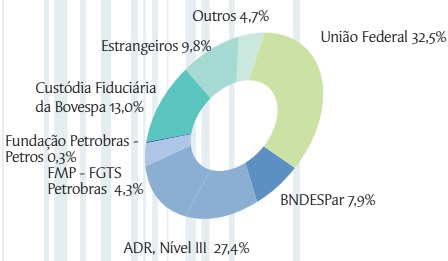
CAPITAL VOTANTE | Ações Ordinárias



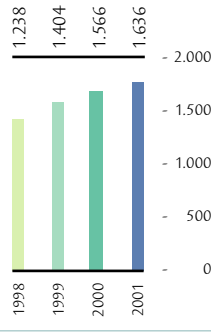
CAPITAL NÃO-VOTANTE | Ações Preferenciais



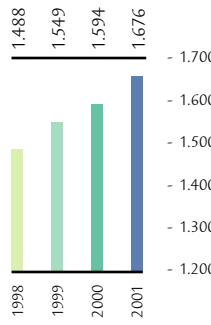
CAPITAL SOCIAL



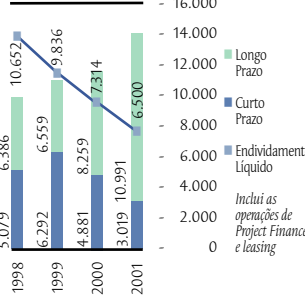
PRODUÇÃO DE ÓLEO, LGN, CONDENSADO E GÁS NATURAL | Consolidado (mil boed)



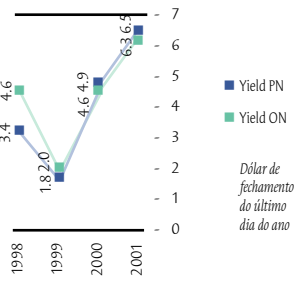
PRODUÇÃO DE DERIVADOS | Consolidado (em mil boed)



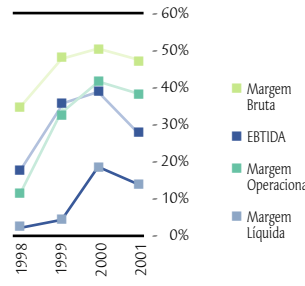
EVOLUÇÃO DO ENDEVIDAMENTO BRUTO | Critério US GAAP | Consolidado (US\$ milhão)



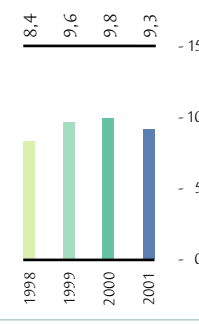
% YIELD DAS AÇÕES DA PETROBRAS



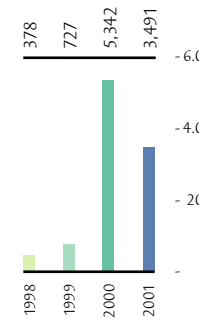
MARGEM | Critério US GAAP | Consolidado



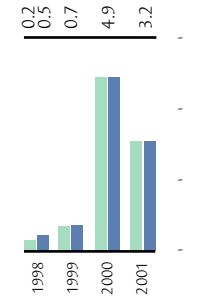
RESERVAS PROVADAS DE ÓLEO E GÁS NATURAL | Consolidado (em bilhões de boe)



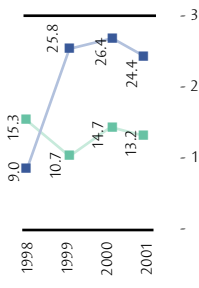
LUCRO LÍQUIDO | Critério US GAAP | Consolidado (US\$ milhão)



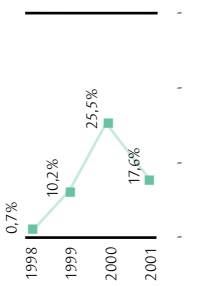
EVOLUÇÃO DO LUCRO/AÇÃO | Critério US GAAP | Consolidado (US\$/ação)



VALOR DE MERCADO X VALOR PATRIMONIAL | Critério US GAAP | Consolidado (US\$ bilhão)



ROCE | Critério US GAAP | Consolidado (%)



Modificado em relação a série histórica apresentada no ano 2000 devido a alteração na fórmula de cálculo



perfil

A Petrobras é uma sociedade anônima de capital aberto, que atua de forma integrada e especializada nos seguintes segmentos relacionados à indústria de óleo, gás e energia: exploração e produção; refino, comercialização, transporte e petroquímica; distribuição de derivados; gás natural e energia.

Criada em 1953, é hoje a 12ª maior companhia de petróleo do mundo, segundo os critérios da publicação Petroleum Intelligence Weekly.

No contexto de abertura do setor petrolífero brasileiro, vem-se preparando para manter seu crescimento e liderança no país e para tornar-se uma companhia de energia.

missão

Atuar de forma rentável nas atividades da indústria de óleo, gás e energia, tanto no mercado nacional quanto no internacional, fornecendo produtos e serviços de qualidade, respeitando o meio ambiente, considerando os interesses dos seus acionistas e contribuindo para o desenvolvimento do país.

visão

A Petrobras será uma empresa de energia com forte presença internacional e líder na América Latina, liberdade de atuação de uma corporação internacional e foco na rentabilidade e responsabilidade social.

HOUSTON

TRINIDAD E TOBAGO

COLÔMBIA

BOLÍVIA

ARGENTINA

NIGÉRIA

GUINÉ EQUATORIAL

ANGOLA

CINGAPURA

- refinarias
- exploração e produção
- comercialização
- sede

- gasodutos existentes
- gasodutos em implantação
- gasodutos em estudo
- Bolívia-Brasil

- G campo de gás
- T termelétrica



Sem dúvida, 2001 foi um ano que marcou a nossa história. Enfrentamos dificuldades, tomamos importantes decisões e obtivemos conquistas que comprovaram a capacidade de superação de nossos quadros e a importância de interação da Petrobras com a comunidade. Reformulamos nossa política de responsabilidade social, consolidamos nossa estratégia de internacionalização, aumentamos nossa produção média de óleo, gás e LGN, e encerramos o ano com resultados altamente positivos.

Estas iniciativas, aliadas ao desempenho operacional e principalmente à consolidada liderança em tecnologia de prospecção, exploração e produção em águas profundas, permitiram que pela segunda vez a Petrobras fosse considerada “Empresa do Ano” pela *Offshore Technology Conference*, o mais importante reconhecimento da indústria do petróleo.

Além disso, nossa posição no *rating* da Moody's Investor Services, uma das mais influentes e respeitadas agências de avaliação de risco de investimento, foi revista. A classificação do risco da dívida em moeda estrangeira foi elevada de B1 para Ba1, três níveis acima do risco soberano do Brasil, ficando a apenas um grau da nossa meta – que é a de alcançar a classificação de *investment grade*.

Na área operacional, consolidamos o Programa de Excelência em Gestão Ambiental e Segurança Operacional (Pégaso) – um dos mais ousados programas de segurança operacional, meio ambiente e saúde entre todas as empresas do mundo – e implantamos o Programa de Excelência Operacional (PEO) nas unidades marítimas.

Todas as unidades operacionais alcançaram certificados de meio ambiente (ISO 14001) e de segurança operacional e saúde (BS 8800 ou OHSAS 18001).

É preciso mencionar que em 2001 enfrentamos um dos mais sérios acidentes de nossa história – o afundamento da P-36. É verdade que, em termos econômicos, as conseqüências do acidente foram superadas: graças à entrada em atividade de duas novas plataformas no Campo de Marlim Sul, a P-38, de estocagem, e a P-40, de produção, as perdas de produção da plataforma acidentada foram compensadas. Mas é igualmente verdade, e não se pode esquecer, que outra perda – a de vidas humanas – jamais será superada.

Alcançamos, além disso, um novo recorde na produção diária brasileira de óleo, gás e líquido de gás natural (LGN), no dia 27 de dezembro, com a marca de 1,568 milhão de barris de óleo equivalente por dia. Devemos destacar que as duas novas plataformas do Campo de Marlim Sul obtiveram em três poços, e em apenas 12 dias de atividade, a vazão de 78 mil barris por dia. Um desses poços, o MLS-42, registrou a maior produção de óleo alcançada no território brasileiro (cerca de 40 mil barris/dia), situando-se entre os maiores produtores *offshore* do mundo.

Temos certeza de que fortalecer as práticas de responsabilidade social e melhorar as políticas de governança corporativa são fatores essenciais para que a Companhia se mantenha competitiva no mercado. A transparência na gestão e o comprometimento cada vez maior com os acionistas são parte fundamental da nossa estratégia.

Igualmente fundamentais são esses compromissos com a sociedade, que estão sendo respeitados e cumpridos. Tudo isso vem sendo realizado sem perder de vista, em nenhum momento, os horizontes empresariais, ou seja, gerar benefícios e valores para os acionistas.

O Plano Estratégico estabelecido em 1999 vem sendo periodicamente revisto, conforme as previsões, justamente para assegurar o cumprimento das metas da melhor forma possível.

Hoje, existe uma percepção, consolidada em todos os níveis funcionais, de que um **novo projeto vem sendo implantado** ao longo dos últimos dois anos. As políticas de recursos humanos estão sendo alinhadas com as melhores práticas do mercado e revelam a preocupação em reconhecer e valorizar o bom desempenho e o comprometimento com os resultados empresariais.

Cientes de nosso papel no desenvolvimento da sociedade brasileira, destinamos, em 2001, cerca de R\$ 120 milhões a aproximadamente 260 programas que beneficiam iniciativas culturais, educacionais, ambientais, sociais e esportivas. Houve uma profunda **reformulação de nossa estratégia** em relação à responsabilidade social.

Sensível às tendências e necessidades da sociedade, a Petrobras antecipou-se e em 2001 traçou um novo programa social, que estabeleceu os mais elevados parâmetros de excelência no desempenho social das empresas brasileiras, públicas ou privadas.

Quanto às nossas metas de internacionalização, é preciso destacar dois fatos de profundo significado: a negociação da **troca de ativos com a Repsol-YPF** e a oferta de ações na Bolsa de Nova Iorque.

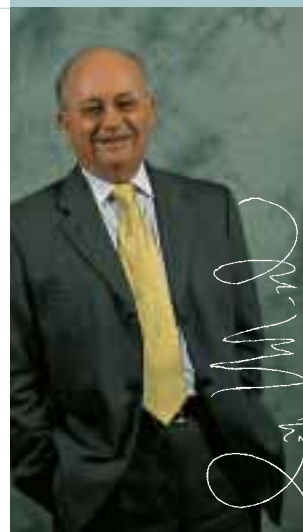
A partir do acordo com a Repsol-YPF, concluído em dezembro, **passamos a contar** em território argentino com uma refinaria, cuja capacidade de processamento é de 30 mil barris diários, e cerca de 700 postos de serviço, que correspondem a aproximadamente **12% do mercado da Argentina** – o segundo maior mercado da América do Sul.

Quanto à **oferta de ações preferenciais**, realizada em julho de 2001, cabe registrar que em apenas 21 dias – prazo recorde entre empresas latino-americanas – todos os papéis foram colocados. E mais: as ações ofertadas, no valor total de US\$ 807 milhões, tiveram uma demanda 1,7 vez superior ao volume oferecido.

É importante notar que 50% das ordens de compras foram feitas por novos investidores, o que **fortalece e diversifica a base acionária** da Companhia. Desse total, 64% foram alocados nos Estados Unidos, 17% na Europa e 19% no Brasil.

Como resultado de todos esses esforços e compromissos, encerramos o ano registrando um **lucro líquido de R\$ 9,9 bilhões** e uma **geração de caixa (Ebitda) de R\$ 17,3 bilhões**.

A Petrobras tem, hoje, uma trajetória vitoriosa e continuará aprimorando os aspectos fundamentais e propondo novas modalidades de atuação. Estamos capacitados para enfrentar eventuais turbulências no cenário econômico regional e internacional em 2002 sem perder o ritmo de nossos investimentos e do nosso crescimento.



JOSÉ JORGE DE VASCONCELOS LIMA
Presidente do Conselho de Administração



PHILIPPE REICHSSTUL
Presidente da Petrobras



Espírito de equipe para monitorar as operações e garantir segurança máxima



os negócios da Petrobras

Produção de petróleo cresce 5%, com o registro de novos recordes de exploração e processamento de derivados, além de incremento na participação de mercado.

OZIRES SILVA, presidente da Variq, que esteve à frente da Petrobras de 1986 a 1989

“Nós, da Variq, temos orgulho do nosso relacionamento com a Petrobras, que vem desde o tempo em que o combustível de aviação essencial era a gasolina, muito diferente do sofisticado e confiável combustível requerido pelos potentes motores a jato modernos.”



ROBERTO MUÑOZ, vice-presidente para o Brasil da Halliburton

“Sem o contínuo suporte da Petrobras, o esforço da Halliburton para manter seus altos e mundialmente reconhecidos padrões de qualidade, saúde, segurança e meio ambiente estaria comprometido.”



exploração e produção no Brasil



Companhia reage e supera a perda da plataforma P-36; produção cresce 5% e fica acima da média da indústria.

O ano 2001 foi, lamentavelmente, marcado pelo acidente da plataforma P-36, que operava na Bacia de Campos. Esse acidente, que causaria o naufrágio da plataforma dias depois, comoveu a Companhia pela perda de vidas humanas. Embora a plataforma estivesse segurada, o que evitou prejuízo material para a Petrobras, a interrupção das atividades no Campo de Roncador não permitiu produzir volumes ainda mais expressivos.

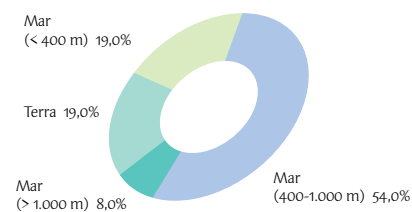
Apesar do acidente ocorrido, a produção média anual foi de 1.336 mil barris por dia (bpd) de óleo, líquido de gás natural (LGN) e condensado, e de 38.477 mil metros cúbicos por dia de gás natural (36.872 mil metros cúbicos por dia, descontando-se a parcela transformada em LGN), perfazendo uma produção média total de 1.568 mil barris de óleo equivalente por dia (boed), o que representou um crescimento de 5% em relação ao ano anterior.

O desempenho da produção em 2001 deveu-se, principalmente, à interligação de novos poços às plataformas do Campo de Marlim. Em 27 de dezembro, registramos nossa maior produção diária de todos os tempos – 1.568 mil bpd de óleo, LGN e condensado –, obtida, notadamente, pela contribuição dos seguintes eventos:

- A plataforma semi-submersível P-40 e o FSO (unidade flutuante de armazenamento e transferência) P-38 iniciaram a produção do Módulo 1 do Campo de Marlim Sul (RJ) em 17 de dezembro de 2001, tendo atingido 78 mil bpd no final do ano;
- No Campo de Marlim, foram interligados 13 poços produtores às plataformas P-26, P-35 e P-37;
- As unidades de coleta/tratamento de óleo e de processamento de gás natural da Província do Rio Urucu, na Bacia do Solimões (AM), alcançaram, em outubro, uma produção média mensal recorde de 59,7 mil bpd de óleo e LGN, e de 7,4 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural.

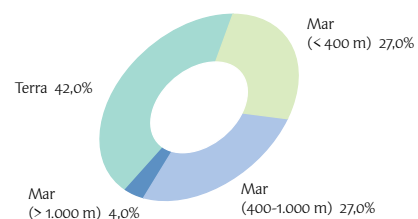
PRODUÇÃO DE ÓLEO, CONDENSADO E LGN NO BRASIL

Distribuição por Lâmina d'Água | 1.335.989 bpd



PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Distribuição por Lâmina d'Água | 38.477 mil m³/dia



A produção marítima de óleo, LGN, condensado e gás natural correspondeu a 79% do total, sendo 73% dessa parcela originada de sistemas situados em lâminas d'água superiores a 400 metros.

O custo de extração, sem a parcela das participações governamentais, atingiu US\$ 3,26/boe, ante US\$ 3,31/boe em 2000. A parcela referente às participações governamentais correspondeu a US\$ 3,29/boe e está diretamente vinculada ao preço do petróleo e ao aumento da produção. Assim, o custo total de extração chegou a US\$ 6,55/boe, o que representa uma redução de 7,1% em relação ao custo de 2000.

Descobertas

Durante o ano, foram concluídas a perfuração e a avaliação de 485 poços, sendo 116 exploratórios – 43 em terra e 73 no mar – e 369 de desenvolvimento da produção. O índice de sucesso foi de 24%, sendo 11 descobertas em terra e 17 no mar.

Os principais resultados exploratórios do ano foram obtidos nos blocos marítimos BC-60, BS-500, BC-2 e BS-4, os dois últimos operados por empresas internacionais. Os blocos localizados na Bacia de Campos (BC-60 e BC-2) comprovaram expressivos volumes de óleo, de baixo grau API, que, entretanto, apresentam potencial para aproveitamento econômico. Resultados semelhantes foram obtidos nos blocos BS-500 e BS-4, na Bacia de Santos.

Outros resultados exploratórios significativos foram obtidos nos blocos marítimos BFRD (Campo de Fragata), na Bacia do Espírito Santo, e SEAL-100 (descoberta do poço 1-SES-142), na Bacia de Sergipe-Alagoas. O primeiro é um campo de gás, nas proximidades da cidade de Vitória (ES), e o segundo uma descoberta de óleo no litoral de Sergipe, em lâmina d'água de cerca de 500 metros, próximo à infra-estrutura de produção dos campos de Guaricema e Dourado. Ambas as descobertas trouxeram boas expectativas para a continuidade das atividades exploratórias nessas regiões.

Outro destaque foi a descoberta de óleo e gás natural ocorrida na Bahia, na Bacia de Camamu-Almada (BCAM-40), através dos poços 3-BAS-131 e 3-BAS-132, perfurados para delimitar a descoberta realizada pelo poço 1-BAS-128, em outubro de 2000. Esta nova descoberta assumiu especial importância porque comprovou a presença de óleo e gás no intervalo antes considerado exclusivamente portador de gás, além de ter constatado novos intervalos portadores de óleo e gás. Nesse bloco, a Petrobras é operadora com 35% de participação.

Ainda em águas profundas e ultraprofundas (lâmina d'água acima de 400 metros), citamos a descoberta realizada através do poço 1-ESS-100 em lâmina d'água de 1.250 metros, no bloco BC-60. Esta descoberta, a depender do resultado do estudo técnico-econômico já iniciado, deverá ter aproveitamento comercial.

Nos blocos em parceria operados pela Petrobras, houve uma descoberta realizada pelo poço 1-SCS-10, localizado na porção rasa da Bacia de Santos, no bloco BS-3. Nesse bloco, nossa participação é de 35%.

Em terra, realizamos 11 descobertas importantes, sob a ótica regional: uma na Bacia Potiguar, duas na Bacia do Recôncavo, sete na Bacia do Espírito Santo e uma na Bacia do Amazonas.

Devem-se considerar os volumes de óleo pesado, na faixa de 15 a 18 graus API, descobertos principalmente entre agosto de 1998 e dezembro de 2001, destacando-se a Bacia de Campos e a porção norte da Bacia de Santos. Trata-se de recursos petrolíferos cuja produção econômica requer tecnologias especiais. Assim, estão programados Testes de Longa Duração (TLDs) em poços horizontais a serem perfurados nos blocos BC-30 (Bacia de Campos)





Atividade exploratória em terra: investigação minuciosa pode levar a descobertas

e BS-500 (Bacia de Santos), onde detemos 100% dos direitos, e nos blocos BS-4 (Bacia de Santos) e BC-10 (Bacia de Campos), operados por outras empresas, onde somos detentores de 40% dos direitos no BS-4 e 35% no BC-10. Em virtude do potencial para a descoberta de novas acumulações de óleo pesado nas regiões de águas profundas e ultraprofundas das bacias sedimentares do Sul-Sudeste, acredita-se que o aproveitamento econômico deste tipo de óleo trará um acréscimo significativo às reservas brasileiras.

A definição mais precisa dos volumes, da produtividade e do potencial comercial das áreas descobertas em 2001 será possível com a continuidade do processo exploratório.

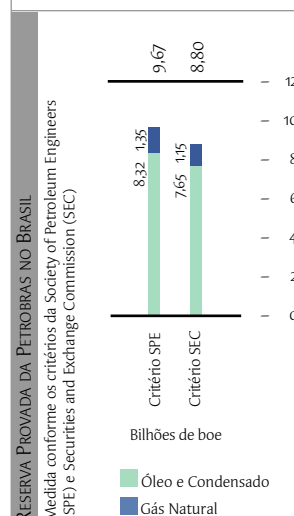
Reservas

A Petrobras passou a ter no Brasil reservas provadas de óleo, condensado e gás natural de 9,67 bilhões de boe (critério da Society of Petroleum Engineers – SPE), com índice de reposição de reservas provadas de 104%. A relação reserva/produção (R/P), considerando-se óleo, condensado e gás natural, foi de 18,1 anos. Pelo critério da Securities and Exchange Commission – SEC, as reservas provadas atingiram 8,80 bilhões de boe. A diferença entre as estimativas de reservas pelos critérios da SPE e da SEC, de cerca de 0,87 bilhão de boe, justifica-se pelos seguintes motivos principais, sendo o primeiro deles responsável por cerca de 82% da diferença de apuração entre os dois critérios:

- segundo o critério de estimativa de reservas da SEC, a apuração das reservas provadas deve ser feita limitando-se os volumes a serem produzidos ao período dos contratos de concessão das áreas em desenvolvimento e em produção;

- para os campos da Unidade de Negócios da Bacia do Solimões – Amazonas, a SEC adota uma visão mais restritiva para as reservas provadas, em função de o mercado de gás não estar formalmente contratado na região. Tais reservas foram reclassificadas como prováveis e poderão ser rapidamente reincorporadas às reservas provadas, tão logo os contratos sejam assinados.

Deve-se registrar que a Agência Nacional do Petróleo – ANP adota o critério da SPE para a estimativa de reservas de petróleo no Brasil.



Concessões Adquiridas e Parcerias Assinadas em 2001

Em junho, participamos da Terceira Rodada de Licitação de Blocos Exploratórios promovida pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), quando adquirimos direitos sobre 15 blocos, sendo sete com 100% de participação e oito em consórcio com outras empresas.

Em 6 de agosto de 2001, após o cumprimento do Programa Exploratório Mínimo, devolvemos à ANP 58 blocos exploratórios. Após as devoluções, no segundo semestre, dos blocos BC-8 e BC-9, operados respectivamente pela Amerada Hess e Unocal, finalizamos o ano com 54 blocos exploratórios, 41 de desenvolvimento da produção e 233 blocos de produção.

Nos 58 blocos exploratórios devolvidos, realizamos 17 descobertas em três anos (de 06/08/98 a 06/08/2001) e retivemos as áreas correspondentes às descobertas de forma a dar continuidade aos trabalhos de avaliação. O volume recuperável descoberto alcançou cerca de 650 milhões de boe.

CONCESSÕES ADQUIRIDAS NA TERCEIRA LICITAÇÃO DA ANP EM 2001

BLOCOS	BACIA	ESTADO	DATA	INVESTIMENTO EM EXPLORAÇÃO MM US\$	COMPANHIAS (SÓCIA OPERADORA/SÓCIAS) %
BM-BAR-1	Barreirinhas	Amazonas	29-Ago-01	2,5	Petrobras (100)
BM-C-16	Campos	Rio de Janeiro	29-Ago-01	2,0	Petrobras (100)
BM-CE-1	Ceará	Ceará	29-Ago-01	1,0	Petrobras (100)
BM-CE-2	Ceará	Ceará	29-Ago-01	1,0	Petrobras (100)
BT-ES-12	Espírito Santo	Espírito Santo	29-Ago-01	1,0	Petrobras (100)
BM-J-1	Jequitinhonha	Bahia	29-Ago-01	1,0	Petrobras (100)
BM-S-24	Santos	São Paulo	29-Ago-01	2,5	Petrobras (100)
BM-C-14	Campos	Rio de Janeiro	29-Ago-01	2,0	Petrobras (25) TotalFinaElf (30) Enterprise (22,5) Shell (22,5)
BM-CAL-5	Camamu	Bahia	28-Set-01	1,0	Petrobras (45) Queiroz Galvão (18,34) El Paso (18,33) Petroserv (18,33)
BM-CAL-6	Camamu	Bahia	28-Set-01	1,0	Petrobras (45) Queiroz Galvão (18,34) El Paso (18,33) Petroserv (18,33)
BM-ES-5	Espírito Santo	Espírito Santo	28-Set-01	1,0	Petrobras (65) El Paso (35)
BM-ES-9	Espírito Santo	Espírito Santo	29-Ago-01	2,0	Petrobras (30) Esso (40) Kerr-McGee (30)
BM-S-12	Santos	Santa Catarina	29-Ago-01	1,5	Petrobras (70) Queiroz Galvão (30)
BM-S-17	Santos	São Paulo	29-Ago-01	1,5	Petrobras (50) Enterprise (25) Statoil (25)
BM-S-21	Santos	São Paulo	29-Ago-01	2,0	Petrobras (80) Petrogal (20)
Total				12,0	

Painel de controle da plataforma P-20, na Bacia de Campos



Em abril de 2000, a Diretoria Executiva aprovou a proposta de venda de 73 campos maduros, cuja escala e economicidade estão fora de nosso padrão. Esses campos foram oferecidos a 56 empresas pré-qualificadas – 39 brasileiras e 17 estrangeiras. Em leilão realizado nos dias 11 e 12 de maio de 2001, foram vendidos 13 campos, em dois grupos: Grupo BA-1, composto de quatro campos na Bahia (Santana, Fazenda Rio Branco, Fazenda Santo Estevão e Sauípe), e Grupo AL-1, com nove campos em Alagoas (Coqueiro Seco, Fazenda Guindaste, Jequiá, Lagoa Pacas, Sul de Coruripe, Sebastião Ferreira, Tabuleiro dos Martins, Cidade Sebastião Ferreira e Fazenda Pau Brasil). Foram vencedoras as companhias brasileiras W. Washington e Rainier Engineering, com ofertas de US\$ 8,1 milhões e US\$ 6,7 milhões, respectivamente.

Os 60 campos maduros que não foram vendidos nesse leilão serão reavaliados pela Companhia e alguns poderão ser postos à venda novamente, em grupos menores, para atrair empresas de menor porte.

Gestão em Segurança Operacional, Meio Ambiente e Saúde

A reestruturação da Companhia realizada no final do ano 2000, com a introdução de novos órgãos, gerências e responsabilidades, tornou necessária a revisão de procedimentos, o treinamento de pessoal, a melhoria e a adaptação de processos de trabalho. Apesar destas alterações estruturais, todas as unidades de negócios mantiveram suas certificações pelas normas ISO 14001 e BS 8800, e todas as metas estabelecidas no Programa de Excelência em Gestão Ambiental e Segurança Operacional (Pégaso) foram alcançadas.





P-36

O acidente ocorrido em 15 de março de 2001 custou a vida de 11 empregados e culminou com o afundamento, cinco dias depois, da plataforma semi-submersível de produção P-36, que operava no Campo de Roncador (RJ). A coluna foi danificada e houve alagamento progressivo de espaços de flutuação, tendo como consequência o adernamento contínuo, até ocorrer o afundamento da plataforma, em 20 de março. Como resultado do afundamento da plataforma, cerca de 1.200 metros cúbicos de óleo diesel e de 300 metros cúbicos de petróleo vazaram para o oceano. Esse volume foi contido por barreiras flutuantes e sua quase totalidade foi recolhida ou se evaporou, não causando impactos sobre o meio ambiente.

Houve uma investigação técnica minuciosa para determinar as causas do acidente, efetuada por uma Comissão de Sindicância integrada também por representantes dos empregados, dos sindicatos e da Universidade Federal do Rio de Janeiro (Coppe/UFRJ), acompanhada por uma sociedade classificadora de reconhecida competência e seriedade, a DNV (Det Norske Veritas). A investigação teve a participação de dezenas de técnicos da Companhia e de outras empresas. Três meses após o ocorrido, foram apresentadas as conclusões finais, que abrangeram uma completa análise das causas que levaram ao acidente e à perda da plataforma. O resultado foi divulgado à sociedade brasileira por meio dos veículos de comunicação de massa, caracterizando-se como uma atitude inédita no país. Além da divulgação interna, com dezenas de palestras nas unidades de E&P e em outras áreas de negócios, foram realizados encontros no exterior para públicos específicos e, no país, um *workshop* técnico, para o qual foram convidados representantes da indústria nacional e internacional de exploração e produção de petróleo.

Como resposta ao ocorrido, foi implantado o Programa de Excelência Operacional na área de negócios de Exploração e Produção, voltado para as instalações marítimas. Esse programa tem o objetivo de, até dezembro de 2002, promover um salto de qualidade nas operações marítimas de exploração e produção de petróleo, atuando de forma integrada sobre as pessoas, os procedimentos e as instalações, buscando todas as causas que possam conduzir a acidentes.

Gestão de Tecnologia em Águas Profundas e Ultraprofundas

Pela segunda vez, nossa tecnologia de águas profundas e ultraprofundas foi reconhecida internacionalmente, em maio, quando fomos premiados pela Organização da Offshore Technology Conference (OTC).



Financiamentos Estruturados

A Companhia vem utilizando programas de financiamentos estruturados na modalidade de *project finance* para alguns projetos de desenvolvimento da produção.

Durante o ano, foi formado um novo consórcio coordenado pelos bancos Itaú e ABN-Amro, para estruturação financeira adicional do Campo de Marlim. Foi formada uma SPE (sociedade de propósito especial), a Nova Marlim S.A., para o aporte de capital no valor de US\$ 100 milhões, com participação na sociedade do ABN-Amro Asset Management, BNDESpar, Bradesco Asset Management, JPM, M. Safra, Petros e Valia, e lançamento de debêntures no mercado interno, no valor total de US\$ 734 milhões.

A produção média de óleo do Campo de Marlim em 2001 foi de 520 mil bpd, obtida em 83 poços. A expectativa é que esse campo esteja produzindo uma média de 600 mil bpd de óleo em 2002.

No ano, o projeto dos campos de Pargo, Carapeba, Garoupa e Cherne (PCGC) recebeu investimentos de US\$ 86 milhões, sendo o investimento total estimado em US\$ 134 milhões. Esse projeto tem por objetivo utilizar a tecnologia de injeção de água para restabelecer o nível de pressão apropriado para os reservatórios desses campos, maximizando a recuperação secundária de petróleo. Além disso, o projeto inclui a perfuração de poços para incorporação de reservas no Campo de Congro.

Desembarque de funcionários na plataforma P-20, Bacia de Campos



refino, comercialização,
transporte e petroquímica



A área de Abastecimento está preparada
para a abertura de mercado.

Refino no Brasil

No ano, a média diária de matéria-prima processada nas refinarias instaladas no país atingiu 1.650 mil barris por dia (bpd), 3% superior ao desempenho de 2000. A participação do petróleo nacional no total do volume processado apresentou um ligeiro aumento, de 75% para 76%. A produção de derivados registrou um incremento de 5%, com a média de 1.646 mil bpd.

Em setembro, foi batido o recorde mensal de processamento nas unidades de destilação das refinarias brasileiras, com 1.736 mil bpd. Também foi alcançado o recorde diário de processamento nas unidades de craqueamento, em setembro, com 518 mil bpd. A média diária anual de carga processada nessas unidades foi de 445 mil bpd, 7% acima do ano anterior.

O custo operacional médio do refino atingiu US\$ 0,98 por barril processado, 8,4% menor que em 2000.

Dando prosseguimento ao proposto no Plano Estratégico, os investimentos na área de refino – que deverão totalizar US\$ 4,3 bilhões entre 2001 e 2005 – serão destinados a instalar novas unidades nas refinarias existentes, para atender aos seguintes objetivos:

- Melhoria da qualidade da gasolina e diesel e atendimento aos requisitos ambientais;
- Valorização e maior absorção do petróleo nacional, mais pesado, pelas refinarias;
- Aumento da rentabilidade da Companhia, pela integração das áreas de Abastecimento e Exploração & Produção;
- Adequação do perfil de oferta à demanda de derivados;
- Maior competitividade no mercado.

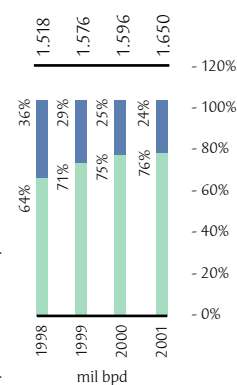
Foi iniciada a construção de três unidades de hidrotreamento de diesel, nas refinarias Duque de Caxias (Reduc), Gabriel Passos (Regap) e Presidente Vargas (Repar). Os investimentos previstos são de US\$ 530,0 milhões, e a entrada em operação dessas novas unidades deve ocorrer até o final de 2003. Elas visam à oferta de diesel com um máximo de 0,05% de teor de enxofre para 14 regiões metropolitanas brasileiras, contribuindo para a melhoria da qualidade ambiental.

Durante o ano, entrou em operação a nova Unidade de Craqueamento Catalítico Fluido de Resíduos (RFCC), na Refinaria Landulpho Alves (Rlam), com capacidade de 63,0 mil bpd e investimentos de US\$ 368 milhões. A unidade destina-se ao incremento na produção de derivados, especialmente óleo diesel, para a Região Nordeste do país.

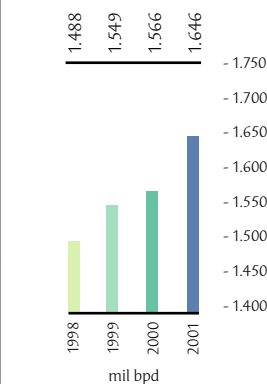
Foram batidos os recordes mensal de processamento nas refinarias e diário nas unidades de craqueamento.

EVOLUÇÃO DA CARGA PROCESSADA NO BRASIL

Obs.: Inclui reprocessamento de produtos



EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO DE DERIVADOS NO BRASIL



Gestão em Segurança Operacional, Meio Ambiente e Saúde

CAPACIDADE AUTORIZADA DE OPERAÇÃO DAS REFINARIAS NO BRASIL (CRITÉRIO ANP)		
LOCALIZAÇÃO	SIGLA	CAPACIDADE NOMINAL
Paulínia (SP)	Replan	352
Mataripe (BA)	Rlam	306
Duque de Caxias (RJ)	Reduc	242
São José dos Campos (SP)	Revap	226
Araucária (PR)	Repar	189
Canoas (RS)	Refap	189
Cubatão (SP)	RPBC	170
Belo Horizonte (MG)	Regap	151
Capuava (SP)	Recap	53
Manaus (AM)	Reman	46
Fortaleza (CE)	Lubnor	6
TOTAL		1.931

No ano, todas as instalações industriais do Refino (refinarias, produção de óleo de xisto e produção de fertilizantes) completaram a certificação de seus sistemas de Gestão de Segurança Operacional, Meio Ambiente e Saúde, conforme os requisitos das normas ISO 14001 e BS 8800 (ou OHSAS 18001). Esta sistematização da gestão, associada à implementação de ações do Pégaso (Programa de Excelência em Gestão Ambiental e Segurança Operacional), bem como o empenho das lideranças em aperfeiçoar a cultura em segurança (princípios e valores), levou a uma expressiva melhoria nos resultados globais na área de refino.

Comercialização no Brasil

Os derivados vendidos no país, com preços alinhados ao mercado internacional, resultaram numa receita líquida de R\$ 44 bilhões, correspondendo a um crescimento de 11% em relação ao ano anterior. Este faturamento foi proveniente das vendas de 1.696 mil barris de produtos, reduzindo-se em 1% em relação ao ano 2000.

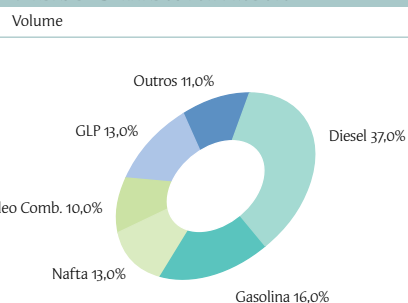
Nosso principal cliente foi a BR Distribuidora, que respondeu por 21% do volume de vendas, notadamente gasolina, diesel, querosene de aviação e óleo combustível.

No segmento de comércio externo, foram realizadas importações de 326 mil barris/dia de derivados, com dispêndio total de US\$ 3,3 bilhões CIF. Ao mesmo tempo, foram exportados 203 mil barris/dia de derivados, propiciando receita de US\$ 1,7 bilhão FOB. Comparados aos do ano 2000, estes volumes mostram um decréscimo de 16% nas importações e um crescimento de 28% nas exportações. Também foi estabelecida uma base de operações comerciais em Cingapura, para atender aos mercados do Golfo Pérsico e Extremo Oriente.

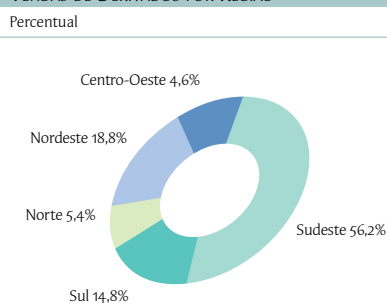
A crescente produção doméstica de petróleo ensejou a redução nas compras externas para 278 mil barris/dia, representando um decréscimo de 8% em relação a 2000.

Preços alinhados ao mercado internacional proporcionaram crescimento de 11% na receita líquida dos derivados.

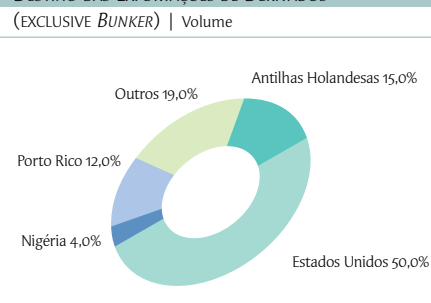
VENDAS DE DERIVADOS POR PRODUTO



VENDAS DE DERIVADOS POR REGIÃO



DESTINO DAS EXPORTAÇÕES DE DERIVADOS



Foi dada continuidade à exportação do petróleo do Campo de Marlim, o que nos permitiu ampliar a base de clientes, em condições de maior sustentabilidade. No ano, exportamos 98 mil barris/dia para destinos diversificados.

A comercialização de petróleo e derivados no mercado interno e externo proporcionou uma receita líquida consolidada de US\$ 22 bilhões, correspondendo a uma redução de 11% em relação ao ano anterior. Tal desempenho foi reflexo da redução do preço internacional de derivados.

Ainda em 2001, prosseguiu o processo de abertura do setor petróleo conduzido pelo governo federal, alcançando o querosene de jato, já com preços liberados e determinados pelo mercado. Para os consumidores, houve a liberação dos preços do diesel e do gás liquefeito de petróleo. Apesar de a nafta ter tido sua importação liberada, não houve compras externas pelas centrais petroquímicas em operação no país, permanecendo a Petrobras como fornecedora exclusiva do produto. Porém, o grande impacto na abertura de mercado fez-se a partir de 01/01/02, quando os preços de gasolina, óleo diesel e gás liquefeito de petróleo (GLP) praticados pela Petrobras deixaram de ser estabelecidos por ato conjunto dos ministérios de Minas e Energia e da Fazenda. Desde então, passou a vigorar o regime de preços livres, juntamente com a liberação das importações da gasolina e do diesel, sujeita, entretanto, à anuência prévia da Agência Nacional do Petróleo (ANP).

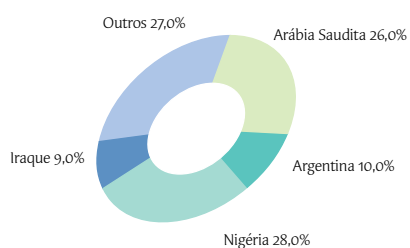
O fim da restrição às importações desses produtos, com o fim da transição previsto na Lei do Petróleo, deveu-se à aprovação no Congresso Nacional da Emenda Constitucional nº 33, em dezembro de 2001. Ao alterar artigos da Constituição Federal, essa Emenda permitiu a cobrança de Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (Cide) na importação de petróleo e seus derivados, gás natural e seus derivados, e álcool combustível, descontinuando-se, assim, a incidência da Parcela de Preço Específica (PPE).

Sob este novo regime tributário e acompanhando as variações de preços do mercado internacional, os preços de gasolina e diesel praticados pela Petrobras a partir de 01/01/02 tiveram redução média de 25% e 8%, respectivamente, em relação aos realizados em dezembro de 2001. Estas reduções tiveram reflexo ao longo da cadeia de suprimento, ensejando menores preços desses produtos nos postos de serviços, com ganho para os consumidores.



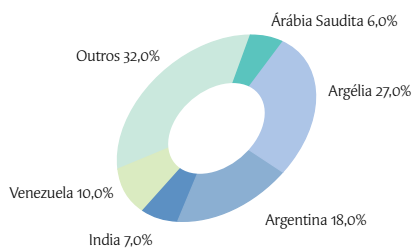
ORIGEM DAS IMPORTAÇÕES DE PETRÓLEO

Volume



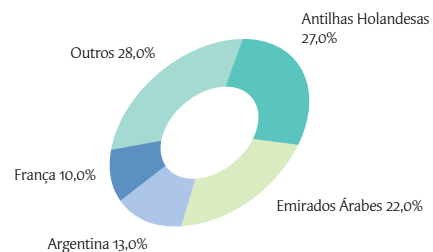
ORIGEM DAS IMPORTAÇÕES DE DERIVADOS

Volume



DESTINO DAS EXPORTAÇÕES DE PETRÓLEO

Volume



Os novos preços praticados pela Companhia estão alinhados à concorrência advinda das principais fontes de importação de derivados. Destaque-se que, além da oferta de produto importado, proveniente do excedente de capacidade de refino mundial, a competição no mercado brasileiro se faz presente, ainda que em menor escala, pelas refinarias particulares e empresas petroquímicas.

Prioridade foi a
implantação do
Programa de
Integridade da
malha de dutos.

Transporte

Dutos e Terminais

Concentramos esforços na implantação do Programa de Integridade de nossas instalações de transporte dutoviário, com o objetivo de inspecionar cerca de 50% da malha de dutos (6.473 quilômetros) e identificar possíveis pontos de fragilidade do sistema. Os trechos assim identificados foram trocados, o que aumentou o grau de confiabilidade das instalações.

A rede de dutos permaneceu com 12.790 quilômetros, sendo 7.890 quilômetros de oleodutos e polidutos e 4.900 quilômetros de gasodutos (excluindo-se o Gasoduto Bolívia–Brasil). A tancagem total dos terminais manteve-se com a capacidade de 10 milhões de metros cúbicos.

*Sistema de supervisão
de dutos na Fábrica de
Lubrificantes do Nordeste*



Negociado em dezembro de 2000, entrou em vigor, em 1º de outubro de 2001, o contrato de arrendamento, por parte da Transpetro, das instalações de dutos e terminais (D&T) da Petrobras. Nessa data, a Agência Nacional do Petróleo (ANP) concedeu à Transpetro a autorização de operação das instalações, pré-condição para a entrada em vigor do contrato. Esse foi um marco do livre acesso a D&T, previsto no Artigo 58 da Lei 9.478/97, viabilizando a abertura do mercado de derivados prevista para janeiro de 2002. Com a autorização, a Transpetro consolida a gerência e a operação de 6.305 quilômetros de dutos da Petrobras e 222 quilômetros de dutos da Copesul, além de 43 terminais aquaviários e terrestres, passando a prestar serviços de transporte dutoviário e de armazenamento à Petrobras e a terceiros, mediante cobrança de tarifas, seguindo regulamentação da ANP.

Em novembro, a Transpetro concretizou a primeira venda de serviço de transporte dutoviário na modalidade "livre acesso": o transporte de 1.265 toneladas de butadieno, da Petroflex.

Negócio Transporte Marítimo

O Sistema Petrobras operou com uma média mensal de 124 navios-tanque, que representa uma capacidade total de transporte de 8,42 milhões de toneladas de porte bruto (tpb), sendo 62 navios próprios, com 3,9 milhões de tpb.

A carga total transportada alcançou 123 milhões de toneladas, sendo 79,8 milhões na navegação de cabotagem e 43,2 milhões em viagens de longo curso. Esse perfil reflete a tendência de redução de viagens de rotas mais longas, em face do aumento da produção nacional de petróleo e da importação de óleo cru proveniente da Venezuela e Argentina.

O ano foi marcante no processo de crescimento e renovação da frota de petroleiros da Transpetro. Em março e dezembro, a empresa recebeu da Petrobras 28 navios petroleiros, que passaram a integrar seu ativo. As embarcações totalizam 1,51 milhão de tpb.

No primeiro semestre, a Transpetro adquiriu, por intermédio de sua subsidiária no exterior, dois navios petroleiros, do tipo Suezmax, rebatizados Cartola e Ataulfo Alves. Em 2002, essas unidades serão convertidas em navios aliviadores, para operar no escoamento da produção da Bacia de Campos, e contarão com recursos adicionais de controle de manobras, incluindo posicionamento dinâmico.

Em agosto, divulgou-se o resultado das licitações para a construção de dois navios Suezmax e dois Panamax, tendo como vencedor o Estaleiro Ilha S.A. (Eisa). Essas incorporações, previstas para 2004, aumentarão a capacidade de transporte em 440 mil tpb e representam um investimento de US\$ 245 milhões.

Projeto do Terminal de Pecém

Esse projeto visa construir um terminal de tancagem para viabilizar a transferência de produtos das companhias distribuidoras da área de Mucuripe para Pecém. A Petrobras, através de sua subsidiária Transpetro, participa com 45%, e a Oiltanking com 55%. O investimento será de US\$ 32 milhões.





Lajedo da Soledade

A Petrobras participa da preservação do Lajedo da Soledade — importante sítio arqueológico situado a 420 quilômetros de Natal —, e cria oportunidades de trabalho e lazer para a comunidade local.

Gestão em Segurança Operacional, Meio Ambiente e Saúde

- Aperfeiçoamento do sistema de gestão de SMS com enfoque na atitude, com assinatura de contrato de parceria Transpetro-Dupont, iniciado em 04/06/2001 e com duração de três anos. Este contrato prevê a integração de 35 profissionais da Dupont nas Unidades de Negócios da Transpetro, para transferir cultura e corrigir desvios com enfoque em Segurança Operacional, Meio Ambiente e Saúde;
- Avaliação sociopsicológica e integração da força de trabalho da Transpetro, por meio de assinatura de contrato com a empresa Fênix Consultoria, iniciado em 28/05/2001. Este contrato visa avaliar o perfil da força de trabalho e estabelecer as bases para implementar uma participação intensa, definindo um novo modelo de atividades comportamentais sustentáveis;
- Criação do prêmio de SMS para empresas contratadas, de modo a incentivar e premiar aquelas que mostrarem desempenho adequado na gestão de SMS. Esse prêmio foi instituído como piloto nos Dutos e Terminais do Sudeste (DTSE) e Dutos, Terminais do Centro-Oeste e São Paulo (DTCS); nas demais gerências, será criado até julho de 2002;
- Implantação do DDSMS – Diálogo Diário de Segurança, Meio Ambiente e Saúde, que possibilita o treinamento e a conscientização da força de trabalho, por meio do reforço diário realizado através de palestras no local de trabalho, abrangendo prioritariamente os Serviços de Manutenção e Obras;
- Treinamento intensivo em técnicas de combate à poluição, inclusive no exterior;
- Criação do Grupo Especial de Contingências (GEC), constituído por pessoas altamente qualificadas para a organização, controle e combate a emergências;
- Certificação de todas as unidades operacionais da Transpetro pelas Normas ISO 14000 e BS 8800;
- Revisão da Norma Operacional de Transporte – 26 (NDT-26), com estabelecimento de procedimentos mais seguros de controle das operações de transferência de produtos.

Petroquímica

A Petrobras Química S.A. – Petroquisa é a subsidiária da Petrobras que atua no setor petroquímico através da participação acionária em empresas que atendem diversos segmentos da indústria, totalizando R\$ 948 (US\$ 401,1) milhões em ativos (ver quadro).

A rentabilidade da carteira foi de 8,8% no ano, com base na relação entre o resultado da equivalência patrimonial das empresas em operação e o valor do investimento. Este resultado reflete o desempenho das centrais petroquímicas, que representam cerca de 80% da carteira de investimentos da Petroquisa, tendo sido afetado principalmente pelo comportamento do câmbio e pela redução das margens de contribuição.

A produção de eteno das centrais de matérias-primas – Copene, Copesul e Petroquímica União, que representam cerca de 80% da carteira de investimentos da Petroquisa –

distribuição



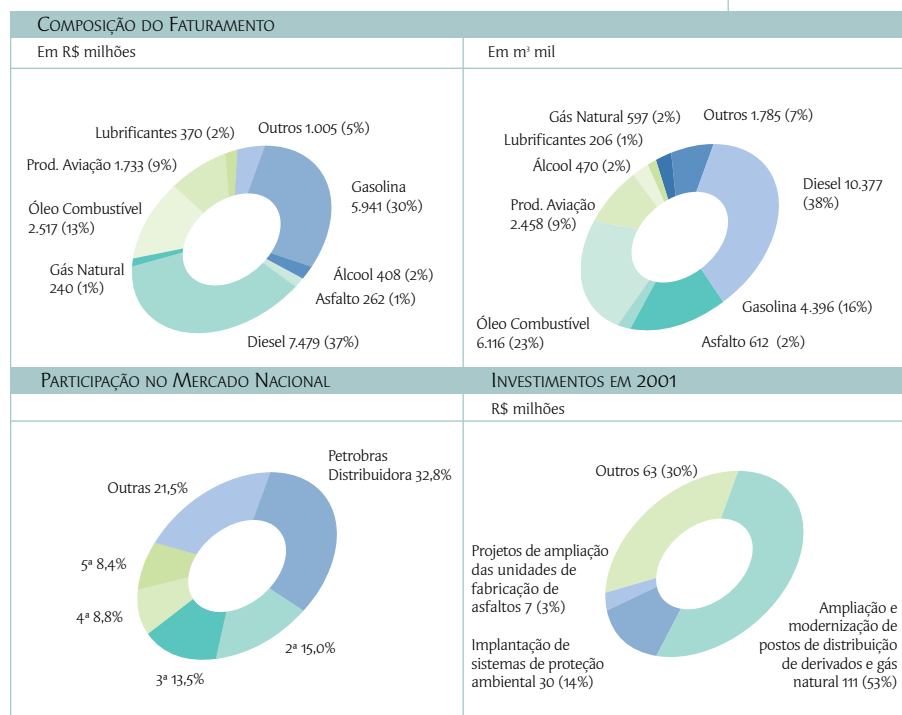
BR ampliou para 32,8% sua participação no mercado, demonstrando a capacidade de se antecipar ao cenário de total desregulamentação do setor.

A subsidiária Petrobras Distribuidora S.A. – BR, líder no setor de distribuição de combustíveis, obteve um lucro líquido de R\$ 374 milhões, 34,5% superior ao registrado em 2000, o que representa um retorno de 24,5% sobre o patrimônio líquido médio do exercício.

Contribuiu para esse resultado o valor bruto de R\$ 132 milhões originado da participação da BR no *swap* de ativos realizado entre a Petrobras e a Repsol-YPF, através da transferência de direitos de comercialização de 40 mil metros cúbicos de combustíveis/mês a postos de serviços, no valor equivalente a US\$ 60 milhões.

O volume vendido foi 3,2% superior ao alcançado no ano anterior, em decorrência da estabilidade proporcionada pelo aprimoramento da regulamentação do mercado de distribuição de combustíveis, ocorrido no segundo semestre de 2000. Com isso, a BR ampliou sua participação de mercado de 32,0% para 32,8%.

O montante desembolsado pela BR para fazer face aos investimentos realizados em 2001 atingiu R\$ 211 milhões, concentrados na ampliação e modernização da rede de postos de distribuição de derivados e gás natural, nos projetos de ampliação das unidades de fabricação de asfaltos, em instalações nos clientes industriais e comerciais e na implantação de sistemas de proteção ambiental. Para 2002 estão previstos investimentos de R\$ 356 milhões.



Segmento Automotivo

A BR vem demonstrando capacidade para se adaptar às mudanças, antecipando-se a um cenário de total desregulamentação do setor de óleo e gás natural em 2002. Com o objetivo de ampliar ainda mais sua presença no mercado, tem investido na aquisição e modernização dos postos de serviços e na qualidade dos produtos e serviços oferecidos aos clientes.

O fortalecimento da rede de postos de serviços e lojas de conveniência BR Mania permanece como estratégia fundamental para ampliar a participação no segmento automotivo, que teve um crescimento de 2,8% em relação ao ano anterior.

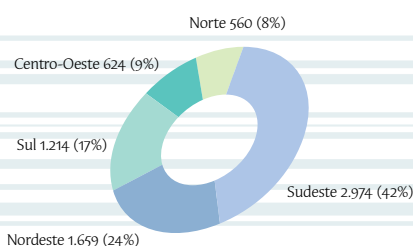
Destaques no segmento Automotivo:

- O sucesso do programa "De Olho no Combustível" contribui para aumentar a consciência sobre a relação entre a qualidade e o preço dos produtos;
- A marca BR Mania, líder de mercado com 488 lojas de conveniências, expressa um diferencial na diversificação da oferta de serviços, proporcionando melhor aproveitamento do tempo de permanência nos postos BR;
- A ampliação do relacionamento da BR com os parceiros revendedores – por meio de encontros regionais e do Jornal do Revendedor (veículo de integração da rede de clientes revendedores) – vem possibilitando a solução rápida de várias pendências, com grande satisfação entre os revendedores.

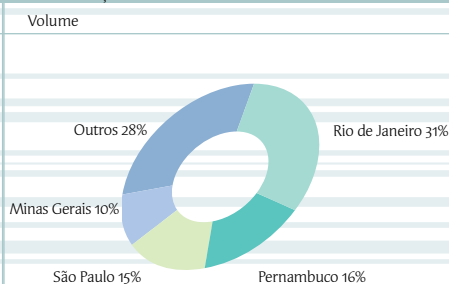
DESTAQUES

Participação no mercado	32,8%
Rede de postos	7.031
Postos próprios	537
Rodoviários	1.884
Marítimos	118
Urbanos	5.029
Lojas de conveniência	488
Postos de Gás Natural Veicular – GNV	119

NÚMERO DE POSTOS POR REGIÃO



DISTRIBUIÇÃO DAS VENDAS DE GNV PELA BR



Segmento de Consumidores

Neste segmento – representado por 8 mil clientes industriais e comerciais, frotas de transporte, transportadores revendedores retalhistas (TRR), governos e companhias de aviação–, a Petrobras Distribuidora também é líder do mercado, com uma participação de 47,4%.

O suporte técnico no atendimento aos clientes continua sendo um dos principais fatores que evidenciam um expressivo diferencial da BR nesse mercado.

Destaques no segmento de Consumidores:

- Fortalecimento das parcerias com grandes clientes industriais e empresas de transporte de carga e passageiros, visando ao fornecimento da logística de suprimento e do combustível;
- Ampliação das unidades de fabricação de asfalto;
- Consolidação da posição de liderança da BR no mercado de gás natural veicular (GNV), com uma participação de 61,5% e uma significativa rede de 119 postos em todo o Brasil;
- O atendimento pela BR às companhias de aviação nacionais e estrangeiras, em 102 aeroportos brasileiros, aumentou seu *market share* para mais de 53,1% em 2001;
- A transferência para a Petrobras das participações acionárias da BR em empresas de gás canalizado deverá ocorrer em 2002, com base na avaliação do valor de mercado dos investimentos por instituição qualificada estimado em R\$ 554 milhões.



Suporte de Operações

Para ampliar suas atividades comerciais, a Petrobras Distribuidora continua investindo na ampliação, implantação e automatização dos estabelecimentos operacionais e na manutenção da infra-estrutura de distribuição. Conta com 88 bases de armazenagem distribuídas estrategicamente por todo o país e 180 empresas de transporte cadastradas para a movimentação de produtos.

A BR oferece qualidade de produtos e excelência no atendimento

Gestão em Segurança Operacional, Meio Ambiente e Saúde

Compartilhando o esforço do Sistema Petrobras de tornar-se referência em Segurança Operacional, Meio Ambiente e Saúde (SMS), a BR investiu cerca de R\$ 30 milhões em 2001, dando continuidade a seu Plano de Ação Ambiental implantado em 2000, que abrange as atividades operacionais e comerciais. Nele se destacam:

- **Nos Postos Revendedores:** a substituição de tanques simples por instalações de parede dupla, o monitoramento ambiental por meio da instalação de equipamentos de detecção de vazamentos e da realização periódica de testes de estanquidade, e a reavaliação dos sistemas de separadores de água e óleo;
- **Nas Revendas de Aviação, Clientes Industriais e Postos Revendedores:** a implantação de Plano para Situações de Emergência, que fornece orientações aos clientes e parceiros;
- **No segmento de Transporte:** a implantação do Plano para Atendimento de Emergências, que oferece recursos de empresas especializadas em acidentes rodoviários e recuperação ambiental para o combate eficaz a acidentes que envolvam derrame de produto;
- **Na infra-estrutura operacional:** investimentos em melhorias nas diversas instalações, para reforço dos sistemas de segurança e proteção ao meio ambiente e à saúde. Paralelamente, adotou-se programa de capacitação do corpo técnico e gerencial em gestão de meio ambiente, segurança industrial e legislação ambiental.

gás e energia



Crescem a oferta de gás natural e os investimentos na geração de energia elétrica.

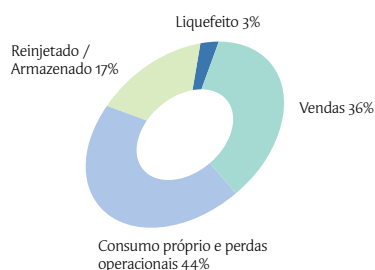
A demanda por gás natural vem sendo acelerada desde 1999, em razão do crescimento do consumo nos setores industrial – decorrente da política de incentivo à substituição do óleo combustível pelo gás natural promovida pelo governo federal –, comercial, residencial e, principalmente, automotivo. Teve papel decisivo neste crescimento de demanda o aumento da infra-estrutura instalada, desde a implantação do gasoduto Bolívia–Brasil (Gasbol). A meta é ampliar de 3% para 10% a participação desse combustível na matriz energética do Brasil até 2009.

No ano, a oferta doméstica de gás natural atingiu 15,5 milhões de metros cúbicos por dia. Somada aos 10,1 milhões de metros cúbicos diários importados da Bolívia, a oferta atingiu 25,6 milhões de metros cúbicos diários. Deste total, o volume de vendas de gás natural para o mercado brasileiro atingiu 20,3 milhões de metros cúbicos por dia, o que representa um crescimento de 28,5% em relação a 2000. O restante do gás natural ofertado foi consumido internamente nas unidades da Petrobras.

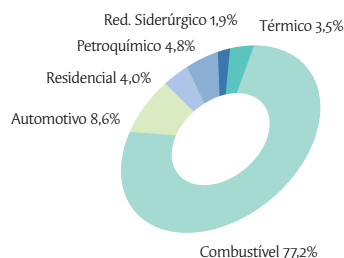
Atualmente, a Petrobras, por intermédio da BR Distribuidora, participa de 13 companhias de distribuição de gás natural e obteve, em dezembro de 1993, a concessão para distribuição, por 50 anos, de gás natural no Espírito Santo, possuindo um escritório (Gerência de Vendas e Distribuição de Gás Natural – GVD). Por intermédio da Gaspetro, participa das companhias de distribuição de gás natural no Distrito Federal e em Goiás, perfazendo um total de participação em 15 empresas estaduais de distribuição e uma gerência de vendas.

Além disso, mantém e opera uma extensa rede de gasodutos (4.900 quilômetros) que conectam campos de petróleo às refinarias e outros pontos primários de distribuição em todo o país. Nos próximos dois anos, a Companhia planeja construir aproximadamente 1.600 quilômetros de novos gasodutos.

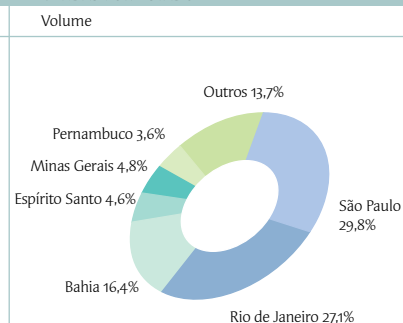
DESTINAÇÃO DO GÁS NATURAL



VENDAS POR UTILIZAÇÃO



VENDAS POR ESTADO



PARTICIPAÇÃO ACIONÁRIA EM COMPANHIAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS NATURAL	
EMPRESA	CAPITAL TOTAL
Companhia Rondoniense de Gás - Rongás	41,5%
Companhia de Gás do Ceará - Cegás	41,5%
Companhia Potiguar de Gás - Potigás	41,5%
Companhia Paraibana de Gás - PBGás	41,5%
Companhia Pernambucana de Gás - Copergás	41,5%
Empresa Sergipana de Gás - Emsergás	41,5%
Gás de Alagoas S.A - Algás	41,5%
Companhia de Gás da Bahia - Bahiagás	41,5%
Companhia de Gás de Goiás - Goiasgás	27,8%
Companhia de Gás Mato Grosso do Sul - MSGás	49,0%
Companhia de Distribuição de Gás de Brasília - Cebgás	32,0%
CEG Rio S.A	25,0%
Companhia Paranaense de Gás - Compagás	24,5%
Companhia de Gás de Santa Catarina - SCGás	41,0%
Companhia de Gás do Rio Grande do Sul - Sulgás	49,0%

O principal projeto, gasoduto Bolívia–Brasil (3.150 quilômetros), concluído em março de 2000, tem como empresas responsáveis pela operação a GTB – Transportadora Gas TransBoliviano S.A. (no lado boliviano) e a TBG – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia–Brasil S.A. (no lado brasileiro). Este gasoduto abastece os mercados de gás de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, interligando-se em Guararema (SP) com os gasodutos oriundos das bacias de Santos e Campos.

Novos investimentos

Gasoduto Uruguiana–Porto Alegre

Como parte do projeto de importação de gás natural argentino para o abastecimento das regiões Sul e Sudeste do Brasil, a Companhia disponibilizará até 15 milhões de metros cúbicos diários do combustível a partir do segundo semestre de 2004. Os investimentos são estimados em US\$ 300 milhões. Esse empreendimento garante a interligação das principais bacias de gás do Brasil, da Argentina e Bolívia, num total de 615 quilômetros de extensão, e contribuirá significativamente para a geração de eletricidade no Rio Grande do Sul – estado que importa 70% de sua energia.

Já está concluída a primeira fase do gasoduto, que compreende duas etapas no Rio de Grande do Sul: a primeira liga a fronteira brasileira à Argentina, na cidade de Uruguiana, onde abastece uma termelétrica para a geração de 680 MW; a outra interliga Porto Alegre a Triunfo, sede do Pólo Petroquímico. A segunda fase, que ligará as duas pontas do gasoduto, atravessando 16 municípios, deverá estar concluída no segundo semestre de 2004.

*Unidade de
processamento
de Gás Natural
em Urucu,
Amazonas*





Funcionários e contratados se juntam na busca de soluções viáveis

O Gasoduto Uruguaiana–Porto Alegre é operado pela Transportadora Sul Brasileira de Gás (TSB), a partir de uma parceria entre a Petrobras (por intermédio da Gaspetro, com 25% de participação), a Ipiranga, a Repsol-YPF (empresa hispano-argentina), a francesa TotalFinaElf e a ítalo-argentina Tecgas NV-Techint.

Gasoduto Gasbol – Goiás/Distrito Federal

Foi assinado um protocolo de intenções com as empresas CEB, Cebgás, Consórcio Gásbrasiliense, Consórcio Gásgoiano e Goiásgás para realizar estudo de viabilidade da implantação de um duto para interligação com o gasoduto Bolívia–Brasil com a finalidade de suprir o estado de Goiás, o Distrito Federal e outras regiões. O protocolo também prevê estudos para o desenvolvimento de projetos térmicos nessa região, com o objetivo de alcançar a escala necessária à viabilização do gasoduto.

Expansão das malhas de dutos no Sudeste e Nordeste

Para suprir a demanda provocada pelas novas termelétricas que fazem parte do Programa Prioritário nas Regiões Sudeste e Nordeste, a Companhia está investindo nas obras de expansão das malhas de dutos nessas regiões. No Sudeste, está prevista a construção de aproximadamente 1.000 quilômetros de dutos, e, para o Nordeste, a previsão é de 600 quilômetros de novos dutos. Isto representa investimentos da ordem de 1 bilhão de dólares nos próximos três anos.



Dançando para Não Dançar

O projeto beneficia crianças de comunidades carentes do Rio de Janeiro.

Elas recebem aulas de balé clássico e assistência médica e odontológica.

Importação de gás natural liquefeito – GNL

Em razão da demanda provocada pelo Programa Prioritário de Termelétricidade na Região Nordeste, a Petrobras estará complementando o suprimento de gás natural com a importação de gás natural liquefeito (GNL). A Companhia vem avaliando, em parceria com a Shell Brasil, a implantação do primeiro terminal de recebimento e regaseificação de GNL na América do Sul.

Para a construção e operação desse terminal, que ficará localizado no Porto de Suape, em Pernambuco, foi criada a Companhia GNL do Nordeste (50,0% de capital da Petrobras e 50,0% da Shell). O terminal disporá de um cais próprio, de um tanque com capacidade para armazenar 160,0 mil metros cúbicos e de uma unidade de regaseificação, com capacidade para até 6,0 milhões de metros cúbicos/dia de gás natural.

O investimento total é estimado em US\$ 200,0 milhões. O projeto de engenharia básica já foi concluído, o início da construção do terminal de Suape está previsto para 2002, e sua operação deve começar em 2005.

Rede GasEnergia

A RedeGasEnergia é uma rede de excelência composta pela Petrobras, empresas transportadoras e distribuidoras de gás natural e instituições de Pesquisa, Desenvolvimento e Engenharia (PD&E) que tem como objetivo desenvolver o mercado de Gás Natural e Energia em nível nacional. Os focos das ações e projetos da Rede estão nos segmentos de comercialização, transporte e distribuição, como forma de consolidar a Indústria brasileira de gás natural e sua inserção na produção nacional de energia. Entre as principais funções, pilares de sustentação desses segmentos de negócios, destacam-se a tecnologia, a sensibilização e *marketing*, e a assistência ao mercado e meio ambiente.

Os frutos desse intenso trabalho cooperativo serão os produtos obtidos a partir dos projetos da carteira da RedeGasEnergia. Tal rede produziu e analisou 179 Proposições Preliminares de Projetos, que redundaram em 47 projetos selecionados para acréscimo à carteira no ano de 2001. Sendo executados por diversas instituições tecnológicas no país, os 63 projetos da carteira representam hoje recursos da ordem de US\$ 20 milhões, a serem captados entre as empresas da Rede e o Plano Nacional de Ciência e Tecnologia do Setor Petróleo e Gás Natural – CTPetro, durante o prazo de desenvolvimento da carteira.

Centro de Tecnologias do Gás – CTGás

Resultado de parceria entre a Petrobras e o sistema CNI/Senai, instalado em Natal (RN), tem a missão de prover suporte tecnológico integrado à indústria do gás natural, prioritariamente nas dimensões de educação, assistência técnica pré e pós-venda, e pesquisa aplicada. A capilaridade dos sistemas Petrobras e Senai permitiu ao CTGás, de modo econômico, consolidar uma rede com alcance nacional, hoje com nove núcleos operacionais de um total de 21 programados até 2002. Hoje, desenvolve um conjunto de projetos de pesquisa financiados pela Petrobras nas áreas metrological, de gás natural veicular e de co-geração, entre outras, além de serviços técnicos especiais, como modelagens, auditorias de medição e estudos de conversão ao gás. Oferece também à rede uma ampla carteira de cursos. Em 2002, estarão sendo iniciados cursos técnicos contratados pela ANP.

Energia Termelétrica

A atuação de forma integrada na cadeia de produção e comercialização de energia elétrica, consolidando sua posição no mercado doméstico, é objetivo estratégico da Petrobras, visando posicionar-se como companhia de energia.

Atualmente, a Petrobras tem participação média de 25% no desenvolvimento de 27 usinas termelétricas, cujo investimento total é de US\$ 7 bilhões. As usinas vão gerar aproximadamente 11.000 MW e 2.300 t/h de vapor até dezembro de 2003, o que corresponderá a cerca de 14% da capacidade instalada do país. Para antecipar a oferta de energia elétrica, algumas usinas vão começar a operar em ciclo simples, ou seja, sem o aproveitamento do vapor. Depois, serão convertidas em ciclo combinado, o que aumenta a capacidade de geração de energia.

Em 2001, o governo federal instituiu a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), encarregada de coordenar um programa de emergência para fazer frente à situação crítica do sistema elétrico brasileiro.

O grupo de ampliação da oferta de energia elétrica (2001-2003) da GCE focalizou o trabalho nas áreas de geração, transmissão, transferências entre regiões e importação. Como resultado, 32 projetos termelétricos (Resoluções 36, 37 e 47 do MME) irão garantir o fornecimento de gás natural até 2003, fundamentados no atendimento aos critérios estabelecidos na Resolução 23 – prerrogativas PPT (ver quadro).

Estão sendo implantadas 17 usinas termelétricas do Programa Estratégico Emergencial da GCE. A Petrobras investe ainda no desenvolvimento de mais dez unidades, incluindo uma na Bolívia (a termelétrica de Puerto Suarez), totalizando as 27 usinas do Programa Termelétrico da Companhia. Vale lembrar que a Petrobras possui acordos comerciais com duas termelétricas constantes do PPT, localizadas no Estado do Rio de Janeiro, que entraram em operação no final de 2001 e cuja produção é direcionada ao mercado livre (*spot*).

A termelétrica da Fábrica de Fertilizantes – Fafen, na Bahia, foi a primeira usina com nossa participação a operar, em setembro de 2001. As outras usinas estarão em funcionamento até dezembro de 2003.

ARTIGO 1º | REQUISITOS

- Licenciamento ambiental
- Autorização da Aneel
- Obras iniciadas e não interrompidas
- EPC firmado
- Fornecimento firmado das unidades geradoras

ARTIGO 2º | PROCESSO SELETIVO/REQUISITOS

- Início de operação comercial até 2003
- Licenciamento ambiental
- Autorização da Aneel
- Viabilização financeira
- Fornecimento firmado das unidades geradoras e EPC
- Contrato de compra e venda de EE (PPA)
- Integração à rede elétrica (acesso)



Esses projetos de usinas termelétricas, com e sem co-geração, que contam com a participação minoritária da Companhia, devem gerar, já em 2002, cerca de 3.000 MW para o sistema elétrico brasileiro. Assim, de um acréscimo previsto de energia gerada da ordem de 10.000 MW, até 2005, a Companhia terá adquirido um bloco de energia elétrica de aproximadamente 4.500 MW para seu consumo próprio e para comercialização.

Em 2001, foram investidos US\$ 450 milhões no desenvolvimento de projetos termelétricos dos quais a Empresa participa em parceria ou integralmente. Esses investimentos se concentraram na aquisição de equipamentos e na contratação de obras de engenharia. Desse total, cerca de 27% se referem a subscrições de ações ou cotas, adiantamentos para aumento de capital ou contratos de mútuo. O restante (gastos antecipados) deverá ser convertido em novas subscrições ou contratos de mútuo, ou ressarcido mediante a obtenção de financiamentos, vendas de participação, etc.

No ano, foi obtida a licença ambiental de instalação para a usina térmica localizada na Refinaria Presidente Bernardes (RPBC), em Cubatão, e para a ampliação da termelétrica de Piratininga, ambas em São Paulo. Ao todo, há 13 projetos em construção com a licença de instalação concedida e um projeto em desenvolvimento com licença prévia.

PROGRAMA ESTRATÉGICO EMERGENCIAL
(SOMENTE AS TÉRMICAS COM PARTICIPAÇÃO DA PETROBRAS)

PROJETOS	LOCAL	INVESTIMENTOS (US\$ MILHÕES)	PARTICIPAÇÃO PETROBRAS (%)	CAPACIDADE (MW)	INÍCIO DE OPERAÇÃO
Termo Bahia	BA	360	49	190 (*)	Jul-02 (*)
Termo Rio	RJ	600	43	212 (*)	Jul-02 (*)
Ibirité	MG	450	50	150 (*)	Fev-02 (*)
Fafen	BA	30	20	25 (*)	Set-01 (*)
Araucária	PR	337	20	480	Out-02
Corumbá	MS	60	45	90	Mar-02
Três Lagoas	MS	230	100	240 (*)	Jun-02 (*)
Canoas	RS	300	100	160 (*)	Mar-02 (*)
Piratininga	SP	380	80	200 (*)	Dez-01 (*)
CCBS (Cubatão)	SP	220	27	320 (*)	Set-02 (*)
Norte Capixaba	ES	130	50	150 (*)	Jul-03 (*)
Norte Fluminense	RJ	400	10	510 (*)	Mai-03 (*)
Termo Catarinense Norte	SC	200	20	350	Dez-03
Termo açu	RN	280	30	325	Dez-03
Termo Gaúcha	RS	300	25	500	Out-03
Termo Sergipe	SE	95	20	70 (*)	Ago-02 (*)
Vitória	ES	300	33,3	500	Dez-03

(*) Somente a 1ª Fase.

O potencial dessas termelétricas é ilustrado pela unidade de Ibitité (MG), com capacidade de geração prevista de 720 MW, que poderá suprir o fornecimento, em média, de uma cidade de dois milhões de habitantes.

A fim de fortalecer o papel da Petrobras na indústria de energia elétrica, foi autorizada, em dezembro de 2001, a criação de uma nova subsidiária de energia com o objetivo de atuar na geração e comercialização de energia elétrica.

Gestão em Segurança Operacional, Meio Ambiente e Saúde

Para a área de Gás Natural a questão mais relevante de SMS é a segurança. Em 2001 iniciamos a estruturação dos padrões Petrobras de SMS nas Distribuidoras Estaduais de Gás Natural. A adaptação e implantação desses padrões terão como base um sistema informatizado de ação de emergência, InfoPAE. Este sistema, desenvolvido pela Companhia em parceria com a Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC, permite, em caso de emergência, acelerar as ações e acompanhá-las a partir da sede da Companhia. Estará sendo implantado em todos os dutos, terminais e refinarias da Petrobras e adaptado para implantação, também, na E&P durante o ano de 2002.

PLANTAS DE CO-GERAÇÃO (PARTICIPAÇÃO DA PETROBRAS)

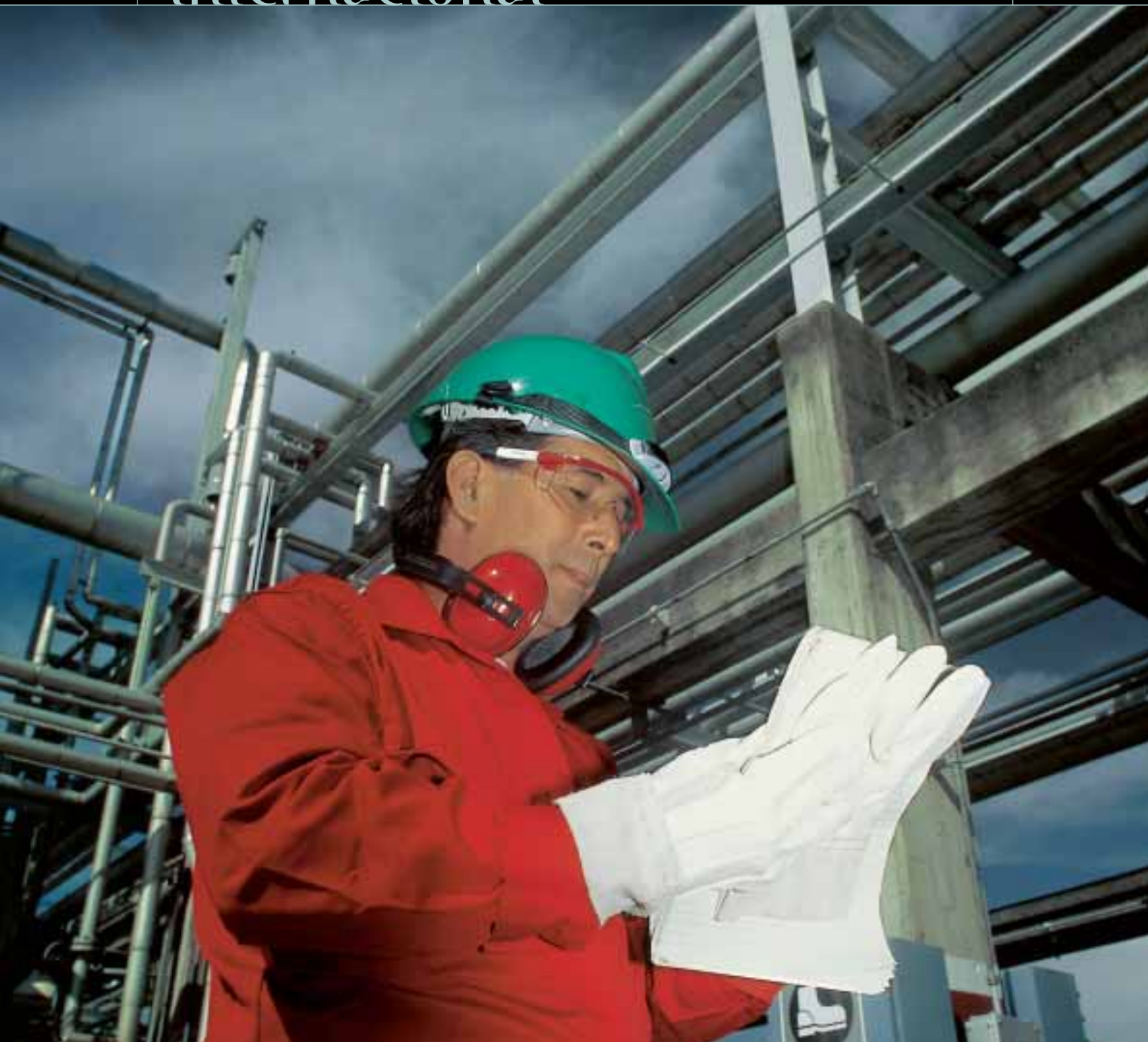
USINA/ESTADO	SÓCIOS (% de Participação)	CAPACIDADE (MW) (t/h de vapor)		INVESTIMENTO (US\$ MM)	INÍCIO DE Operação
Termoãoçu - RN	Petrobras (30) Guaraniã (70)	325	610	280	Dez-2003
Sergipe - SE	Petrobras (20) Energisa (51) Alliant (29)	90	200	95	Jul-2003
Termo Bahia - BA	Petrobras (49) ABB/EV (49) A&A/EIC (2)	450	360	360	Mar-2003
Fafen - BA	Petrobras (20) EDP (80)	60	125	30	Jan-2002
Termo Rio - RJ	Petrobras (43) NRG (50) PRS (7)	1.020	400	600	Mai-2004
CCBS-RPBC - SP	Petrobras (27) Marubeni (73)	440	400	220	Out-2003
Cofepar-Repar - PR	Petrobras (20) PSEG (75) Ultrafertil (5)	650	200	450	Dez-2003
S. Mateus-SIX - PR	Petrobras (51) Copel (49)	70	30	70	Jun-2003
Total Geral		3.105	2.250	2,105	

USINAS TERMELÉTRICAS SEM CO-GERAÇÃO (PARTICIPAÇÃO DA PETROBRAS)

USINA/ESTADO	SÓCIOS (% de Participação)	CAPACIDADE (MW)	INVESTIMENTO (US\$ MM)	INÍCIO DE OPERAÇÃO
Paraíba - PB	Petrobras (25) Pbgas (5) Steag (70)	150	100	Nov-2003
Termo Alagoas - AL	Petrobras (20) Algas (5) Ceal (5) Rolls-Royce (70)	120	90	Dez-2002
Vitória - ES	Petrobras (33,3) CVRD (33,3) Escelsa (33,3)	500	300	Dez-2003
Ibitité - MG	Petrobras (50) Fiat Energia (50)	720	450	Dez-2003
Norte Fluminense - RJ	Petrobras (10) Light (90)	778	400	Nov-2003
Araraquara - SP	Petrobras (20) EDP (80)	500	300	Dez-2003
Piratininga - SP	Petrobras (80) Ermae (20)	600	380	Dez-2003
Sulminas - MG	Petrobras (20) Cemig (31) Texaco (29) Alstom (20)	595	300	Set-2003
Araucária - PR	Petrobras (20) Copel (20) El Paso (60)	480	337	Out-2002
Pitanga - PR	Petrobras (20) Desenvix (80)	20	13	Dez-2002
Termo Catarinense - SC	Petrobras (20) Celesco (5) Scgás (5) El Paso (70)	350	200	Dez-2003
Canoas - RS	Participação em Negociação	500	300	Dez-2003
Termo Gaúcha - RS	Petrobras (25) Ipiranga (25) Repsol/YPF (26) CEEE (23)	500	300	Out-2003
Corumbá - MS	Petrobras (45) Duke (55)	90	60	Mar-2002
Três Lagoas - MS	Participação em Negociação	350	230	Dez-2003
Puerto Suarez - Bolívia	Petrobras (21) Duke (38) Corani (17) M. Aranha (18) CRE (6)	90	50	Mar-2002
Termo Norte - RO	Petrobras (20) El Paso (60) CS/Ceron (20)	380	200	Jul-2003
Grande P. Alegre - RS	Petrobras (27,5) Genebra (23,5) Outros (49)	500	300	Dez-2003
Norte Capixaba - ES	Petrobras (50) Shell/Intergen (50)	250	130	Jul-2003
Total Geral		7.473	4,440	

(*) Somente na primeira fase.

internacional



Petrobras adquire 12% do mercado argentino
na troca de ativos com a Repsol.

A Petrobras e a Repsol-YPF concluíram, em dezembro de 2001, as negociações relativas aos termos do Acordo Definitivo para a permuta de ativos. Por esse acordo, cada empresa transferiu à outra ativos avaliados em cerca de US\$ 500 milhões. A operação envolve, pelo lado argentino, uma empresa de distribuição e refino, e, pelo lado brasileiro, ativos de distribuição, refino e exploração e produção.

A Petrobras cedeu à Repsol-YPF uma participação minoritária de 30% na empresa Refap S.A., que será a nova proprietária da Refinaria Alberto Pasqualini, e 10% dos direitos de concessão para exploração do Campo de Albacora Leste.

A Petrobras Distribuidora – BR, subsidiária da Petrobras, cedeu à Repsol-YPF ativos compostos de direitos contratuais de fornecimento de 40 mil metros cúbicos/mês de derivados e os equipamentos existentes em 234 postos de serviços franqueados da BR, localizados nas regiões Centro, Sul e Sudeste do país. Em contrapartida, a Repsol-YPF cedeu uma participação acionária no capital social da empresa argentina EG3, que será transferida da BR para a Petrobras.

A Repsol-YPF está, portanto, transferindo à Petrobras 99,5% da empresa de petróleo argentina EG3. Esta empresa é constituída, fundamentalmente, de uma refinaria com capacidade de processamento de 30.500 barris/dia e cerca de 700 postos de serviço, entre próprios e franqueados.

Esta operação é de grande importância estratégica para a Petrobras. Neste sentido, vale ressaltar os seguintes pontos:

- A Petrobras está adquirindo imediatamente cerca de 12% do mercado de combustíveis da Argentina, o segundo maior mercado e economia da América do Sul depois do Brasil;

- A sinergia e complementaridade dos ativos da Petrobras nas regiões Sul/Sudeste do Brasil e na Bolívia, com os ativos que estão sendo adquiridos na Argentina;

- A parceria na Refap permitirá a modernização da refinaria. Os investimentos serão suportados pelos novos sócios na proporção exata de suas participações, o que permitirá à refinaria atingir um perfil de derivados mais nobres e mais voltados para o mercado a que se destinam.

Considerando ainda o caráter integrado da Petrobras, esta operação representa um grande passo na realização de sua estratégia de internacionalização, focada na expansão de atividades na América Latina, o que implicará importantes oportunidades de crescimento e adição de valor a seu negócio.

A Petrobras passará a desenvolver na Argentina uma estratégia de vendas e de prestação de serviços que tem como um de seus objetivos fornecer serviços diferenciados a seus clientes.

Este acordo inclui coberturas, através de mecanismos contratuais, que preservam, por até oito anos, margens, ativos e passivos monetários, assegurando que a operação se mantenha equilibrada econômica e financeiramente nos termos pactuados.

Exploração e Produção

A produção total de óleo e líquido de gás natural (LGN), no exterior, atingiu 43,4 mil barris por dia, enquanto a produção de gás natural foi de 4,2 milhões de metros cúbicos diários, totalizando 68,4 mil boe por dia.

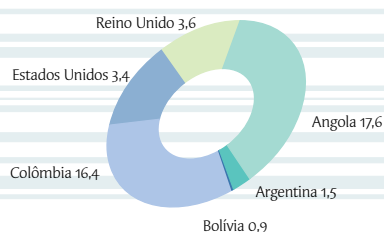
As atividades de exploração e produção terminaram o ano com atuação em oito países (Angola, Argentina, Bolívia, Colômbia, Estados Unidos, Guiné Equatorial, Nigéria e Trinidad & Tobago), associada a 54 companhias de petróleo e com direitos em 130 contratos, sendo 52 operados pela Petrobras.

Foram perfurados 18 poços exploratórios entre pioneiros e de extensão, com índice de sucesso de 66%. Os investimentos exploratórios totalizaram US\$ 262 milhões, sendo US\$ 121 milhões em bônus de aquisição.

No desenvolvimento da produção, foram perfurados 30 poços, que apresentaram índice de sucesso de 97%, e investidos US\$ 70 milhões.

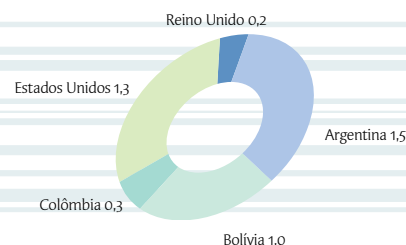
PRODUÇÃO DE ÓLEO E CONDENSADO NO EXTERIOR

43,4 mil bpd



PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL NO EXTERIOR

4,2 milhões m³/dia (24.918 boed)



As mais importantes atividades exploratórias foram:

- A descoberta de óleo e gás no Bloco GB-244, localizado no setor norte-americano do Golfo do México, cujas reservas totais estão estimadas em 40 milhões de boe (critério SPE), do qual a Petrobras é sócia com 33% de participação;
- Os resultados dos poços exploratórios de extensão nos campos de Akpo e Agbami, localizados em águas profundas, na Nigéria, que deverão ampliar as reservas dessas acumulações para 600 e 750 milhões de barris (critério SPE), respectivamente;
- O prosseguimento das perfurações de poços de extensão nos campos de Sábalo, na Bolívia, e Guando e Rio Ceibas, na Colômbia.

Tiveram continuidade os trabalhos de interpretação de dados sísmicos nas várias licenças das quais a Companhia participa. As atividades de perfuração exploratória pioneira estão previstas para 2002, com a perfuração de 33 poços (firmes + contingentes) em Angola, Argentina, Bolívia, Colômbia, Estados Unidos, Nigéria, e Trinidad & Tobago.

As principais atividades no desenvolvimento da produção envolveram:

A conclusão, em janeiro de 2001, da primeira unidade de processamento de gás natural do Campo de San Alberto, na Bolívia, cuja produção se destina ao mercado brasileiro, por meio do gasoduto Bolívia–Brasil. A capacidade é de 6,6 milhões de metros cúbicos de gás natural e de 4,3 mil barris de condensado por dia. A segunda fase deve ser concluída em janeiro de 2002, com a entrada em operação de uma segunda unidade, com investimentos previstos de US\$ 24 milhões no ano. As reservas provadas chegam a 190 milhões de boe (critério SEC), contabilizadas em 2001. A Petrobras possui 35% de participação e é a operadora do projeto;

Continuam os estudos para o desenvolvimento da produção do Campo de Akpo, no Bloco OPL-246, em águas profundas da Nigéria, cuja reserva potencial é estimada em 600 milhões de boe (critério SPE). A participação é de 40% nos investimentos do projeto, previsto para entrar em produção em 2004, com 70 mil boed. O patamar de produção de 150 mil barris diários deverá ser atingido em 2008. O campo encontra-se em fase final de delimitação;

*Planta de Gás Natural
San Alberto, Bolívia*



Foi dada continuidade à elaboração do projeto de desenvolvimento do Campo de Agbami, no Bloco OPL-216/217, em águas profundas da Nigéria, cuja reserva potencial pode atingir 1 bilhão de boe. A Petrobras possui 20% de participação no projeto, e o campo está em fase final de delimitação;

Teve início o projeto de desenvolvimento do Campo de Sábalo, localizado no Bloco San Antonio, na Bolívia, em paralelo com os trabalhos de delimitação do campo. O projeto está dividido em duas fases, envolvendo cada uma a construção de uma unidade de processamento e a perfuração de poços de produção. A primeira fase será concluída em 2003 e a segunda, em 2004. A participação no projeto é de 35%;

Foi celebrado um memorando de entendimento com a Ecopetrol, para permitir a produção pré-comercial do Campo de Guando, na Colômbia, descoberto pela Petrobras. O campo encontra-se em fase de delimitação, já tendo sido perfurados 12 poços até o momento, com a produção de 2,5 mil barris diários de óleo.

Pelo critério SEC, apropriaram-se reservas provadas e prováveis de 17,1 milhões de boe, basicamente nas unidades de negócio Bolívia, Nigéria e Estados Unidos. Foram produzidos durante o ano 25 milhões de boe das reservas e vendidos 26,6 milhões de boe referentes aos blocos desinvestidos em 2001. Isto resultou na redução de 34,5 milhões de boe das reservas da Companhia, que passaram de 491,1 milhões de boe, registrados no final de 2000, para 456,4 milhões de boe no final de 2001.

A área de Negócios Internacionais obteve e/ou negociou participações em concessões nos seguintes países:

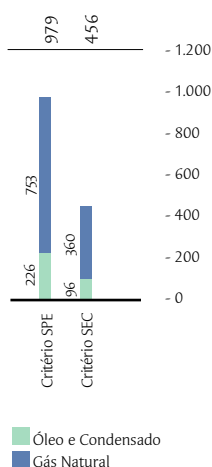
Angola: Adquirida a participação de 15% no Bloco 34, localizado nas águas profundas da Bacia do Baixo Congo, em associação com a Sonangol, a Norsk Hydro, a Shell e a Phillips;

Argentina: Foi adquirido o Bloco Mata Mora, na Bacia Neuquina, com 100% de participação da Companhia;

Bolívia: Adquiridos dois novos blocos exploratórios, durante licitação da Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos (YPFB): o Bloco Rio Hondo, em associação com a TotalFinaElf, com área de 10 mil quilômetros quadrados, localizado na bacia subandina norte e operado pela Petrobras, com 50% de participação; e o Bloco Ingre, com área de 375 quilômetros quadrados, localizado na bacia subandina sul, operado pela Companhia, com 100% dos direitos;

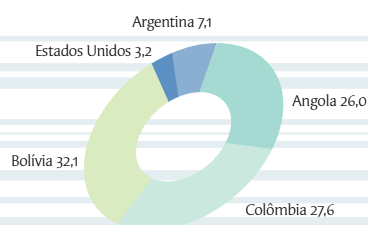
RESERVA PROVADA DA PETROBRAS NO EXTERIOR

Medida conforme os critérios da Society of Petroleum Engineers (SPE) e Securities and Exchange Commission (SEC)



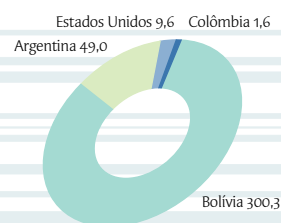
RESERVA PROVADA DE ÓLEO E CONDENSADO NO EXTERIOR

(critério SEC) 96,04 milhões barris



RESERVA PROVADA DE GÁS NATURAL NO EXTERIOR

(critério SEC) 360,5 milhões boe



Colômbia: Adquiridas participações de 50%, como sócio não-operador, nos blocos Fusa e Villarrica, no vale superior da Bacia Madalena, por meio de *farm-in*. Os blocos estão localizados em área estratégica naquele país e são adjacentes ao Bloco Boquerón, que contém a descoberta de Guando;

Cuba: Concluída a perfuração do poço pioneiro Felipe 1-x, no Bloco L, que resultou seco. O bloco foi devolvido e encerradas as atividades no país;

Estados Unidos: Com o propósito de melhorar sua posição no Golfo do México, a Companhia participou ativamente da licitação promovida pelo Minerals Management Service – MMS (*Lease Sale* 180), tendo vencido em 29 blocos, dos quais 18 na condição de operadora. Os principais sócios nesses blocos são a Amerada Hess e a Kerr McGee. O investimento para ingresso foi de US\$ 16 milhões. No *Lease Sale* 181, a Petrobras fez a oferta mais alta em quatro blocos, com 100% de participação, devendo sua outorga ser notificada no início de 2002. As atividades serão iniciadas em 2002. Ainda nos EUA, foram vendidos ativos de pequeno porte, por US\$ 22 milhões, como parte das ações de desinvestimento de ativos não contemplados pelo Plano Estratégico;

Nigéria: Estão em andamento negociações com o governo nigeriano para assinatura dos contratos de partilha de produção para os blocos licitados em 2000: OPL 250, em associação com a Chevron e Shell, e OPL 324, operado em associação com a empresa nigeriana Horizon;

Reino Unido: Com o objetivo de desinvestir em ativos considerados não-estratégicos, a Petrobras UK foi vendida por US\$ 157 milhões, com um lucro líquido de US\$ 85 milhões;

Trinidad & Tobago: Para atingir o balanceamento da carteira de ativos exploratórios, foi concluído o *farm-out* de 19% dos direitos no Bloco 27, em águas profundas, para a empresa Norsk Hydro. A participação da Companhia passou a ser de 19%.



Refino, Transporte e Comercialização

As principais estratégias para expandir a atuação internacional no segmento *downstream* são: operar de forma integrada nas áreas de refino, *marketing* e distribuição nos mercados da América do Sul e garantir capacidade de refino nos Estados Unidos e/ou Caribe, de acordo com as necessidades de processamento do óleo pesado brasileiro, assegurando a colocação dos produtos da Companhia no mercado.

Refino

Destacam-se os seguintes eventos:

As refinarias de Santa Cruz e de Cochabamba, na Bolívia, da Empresa Boliviana de Refinación (EBR) – a Petrobras detém 70% do capital da companhia –, processaram uma média de 30,2 mil barris por dia, produzindo 30 mil barris/dia de derivados. A venda de 28,5 mil barris/dia propiciou uma receita bruta de US\$ 593,9 milhões (Petrobras – US\$ 415,7 milhões) e um lucro líquido de US\$ 11,2 milhões. Os investimentos no ano foram de US\$ 3,0 milhões;

A Petrobras participa com 34% do capital da Companhia Mega, na Argentina, cujo valor do investimento total foi de US\$ 715 milhões. A empresa é constituída por uma unidade separadora de gás natural, em Loma La Lata (província de Neuquen), um gasoduto de 600 quilômetros de extensão, uma unidade fracionadora, em Bahia Blanca (província de Buenos Aires), além de facilidades de tancagem e expedição de produtos para exportação. A companhia entrou em pré-operação no final de novembro de 2000. Em 2001, foram vendidos 3,61 milhões de metros cúbicos de líquidos provenientes da separação do gás natural, representando um faturamento bruto de US\$ 67 milhões.

CAPACIDADE NOMINAL DAS REFINARIAS INTERNACIONAIS

NOME	LOCALIZAÇÃO	CAPACIDADE (MIL BPD)
Gualberto Villarroel *	Bolívia	40
Guillermo Elder Bell *	Bolívia	20
Ricardo Eliçabe	Argentina	30

* A Petrobras participa com 70% do capital social.



Transporte e Comercialização

As atividades principais estão centradas nos seguintes países:

Bolívia: Importação de produtos e exportação de petróleo;

Argentina: Importação/exportação de produtos para atender às necessidades da unidade;

Angola e Colômbia: Coordenação da venda de petróleo produzido pela Petrobras e outras empresas.



Distribuição

A Petrobras ingressou na atividade de distribuição de derivados na Bolívia, por intermédio de sua controlada Empresa Boliviana de Refinación (EBR). Foi criada a Empresa Boliviana de Distribución (EBD), integralmente controlada pela EBR, para atuar nesse segmento. Após licitação pública, adquiriu-se o direito de abastecer cerca de 20% do mercado. Atualmente, a EBD trabalha com 86 estações de serviço vinculadas.

A fábrica de lubrificantes da EBR, localizada em Cochabamba, recebeu em 2001 o certificado de qualidade ISO 9001, atestado pela Bureau Veritas International (BVQI), para a produção e comercialização de óleos lubrificantes, graxas e parafinas. Com esse selo, a fábrica alcança mais uma garantia da eficiência de seus processos no desenvolvimento de produtos.

Além da marca YPFB, líder no mercado de lubrificantes, a Petrobras Bolívia atua com a marca Lubrax, importada do Brasil. O produto tem distribuidores oficiais nas principais praças de comercialização e vem ampliando a participação no volume total de vendas do segmento.

Com o objetivo de garantir a qualidade dos lubrificantes YPFB entre os consumidores finais e de capacitar os responsáveis pelos pontos de venda no manuseio dos produtos, a EBR lançou, em 2001, o programa "La Lupa de la Calidad". Três laboratórios móveis, conduzidos por químicos e equipados para análise de controle de qualidade

FATURAMENTO BRUTO – EBD

US\$ 8,6 MILHÕES POR MÊS

VENDAS

Diesel	2.166 bpd
Gasolina	1.941 bpd

*Posto Petrobras em
Santa Cruz, Bolívia*





Ilê Aiyê, o Mais Belo dos Belos

Levando a arte e a cultura afro-baianas a todo o Brasil, este projeto, premiado pelo Unicef, atende a todas as faixas etárias em questões ligadas à cidadania.

no campo, visitam os vários pontos-de-venda, verificando densidade, índice de viscosidade, cor e teor de água. É concedido um certificado de qualidade aos distribuidores que atendem às especificações e cumprem os procedimentos de análise dos produtos.

A Petrobras Bolívia e a EBR comercializam ainda outros produtos, como asfalto CAP-7/CAP-20 e parafinas. Ambos são fornecidos pela Refinaria de Cochabamba, sendo o abastecimento interno complementado por importações do Brasil. Também são importados emulsão asfáltica e antipó, além de serviços completos de pavimentação.

Gás e Energia

Em 2001, a Petrobras Argentina S.A. comercializou uma média de 1,5 milhão de metros cúbicos por dia de gás natural, por meio de contratos de compra e venda de longo prazo, contratos *spot* e entrega de gás contratado e não solicitado nos exercícios anteriores. O produto foi destinado aos mercados da Região Noroeste da Argentina, para consumidores industriais e distribuidoras regionais de gás.

Na Bolívia, o destaque foi o início, em 1º de janeiro de 2001, das exportações de gás natural ao Brasil pela Petrobras Bolívia S.A., em cumprimento aos contratos firmados com a YPF, em 1996.

Ao longo do ano, foi mantida a média diária de 3,25 milhões de metros cúbicos, o que representa uma participação de 31,6% do total exportado ao Brasil.

Paralelamente, foram comercializados cerca de 760 mil barris de condensado, obtidos pelo beneficiamento do gás na unidade de processamento instalada no Campo de San Alberto. O produto foi destinado principalmente ao mercado interno (600 mil barris), sendo o restante exportado para a Argentina e outros mercados, pelo Porto de Arica, no Chile.

A instalação da Fase 2 da unidade de gás do Campo de San Alberto, com capacidade nominal de 6,6 milhões de metros cúbicos por dia e início de produção em janeiro de 2002, elevará a capacidade nominal total de produção desse campo para 13,2 milhões de metros cúbicos diários.

Com relação ao transporte do gás, foi iniciada a construção do gasoduto Yacuiba a Rio Grande (Gasyrg), com 44,5% de participação da Petrobras. Ele permitirá escoar as produções dos campos de San Alberto e Sábalo em volumes de até 22 milhões de metros cúbicos/dia, estando prevista a abertura das operações para o início de 2003. Também foi assinado o contrato de compra de 21% dos interesses na Planta de Compressão de Rio Grande, com capacidade máxima para comprimir volumes de até 36 milhões de metros cúbicos/dia.

Na área de energia, está em fase de conclusão o gasoduto San Marcos, construído integralmente com capital da Petrobras, e que transportará o gás necessário para abastecer a planta termelétrica de Puerto Suárez, com potência projetada para 86 MW. O início de sua construção está previsto para 2002, e a Companhia é detentora de 25% de participação societária.

Gestão em Segurança Operacional, Meio Ambiente e Saúde

Os gastos totais (operação mais investimentos) em SMS foram de US\$ 5,1 milhões. Na unidade da Bolívia, foi realizado um curso de Gerenciamento de Contingência para Derrame de Óleo, pela Alpina Briggs, que opera os Centros de Defesa Ambiental (CDA) utilizados pela Petrobras.

Foi implementado o plano de ação social para o Campo de San Alberto, na Bolívia, com envolvimento das comunidades na seleção dos projetos para atendimento a seus interesses. Definiram-se diversos programas nas áreas de saneamento básico, educação e saúde, com um investimento total de US\$ 375 mil.

Na Colômbia existe um plano semelhante, com investimentos previstos de US\$ 1,2 milhão, com ênfase em recuperação de vias públicas, escolas, postos de saúde e projetos de geração de renda. Para atender à legislação colombiana, que prevê destinar 1% do valor do projeto a programas ambientais e proporcionar investimentos com maior retorno para a população, serão aplicados US\$ 800 mil em várias iniciativas, como criação de parque ecológico, recuperação de nascentes e programas de educação ambiental.

*Petrobras também
investe em programas
ambientais na Bolívia*





A busca de soluções conjuntas integra o ser humano ao trabalho e melhora os resultados



gestão corporativa

Processos buscam aperfeiçoar relacionamento com acionistas, clientes, fornecedores e empregados e têm por foco critérios de eficiência e competitividade.

ÁLVARO ALVES TEIXEIRA,
presidente do Instituto Brasileiro do Petróleo e do Gás (IBP)

“A Petrobras foi responsável pelo desenvolvimento de uma indústria brasileira de petróleo de padrão internacional, quer diretamente, por suas atividades em toda a cadeia petrolífera, quer indiretamente, por estimular a criação de uma indústria avançada de bens e serviços.”

SEGEN ESTEFEN, diretor da Coppe
(Coordenação de Programas de Pós-Graduação em Engenharia / UFRJ)

“A parceria da Petrobras com as universidades, particularmente com a UFRJ, é motivo de orgulho para nosso país porque permitiu ao Brasil o reconhecimento internacional numa atividade que é um grande desafio, a nova fronteira de exploração dos oceanos. É um modelo claro de parceria bem-sucedida.”



governança corporativa



Companhia aprimora o processo de relacionamento com os acionistas, para assegurar maior transparência das informações.

Continuamos a aperfeiçoar nosso relacionamento com os acionistas, investidores, demais públicos de interesse vinculados diretamente às nossas atividades operacionais e a sociedade em geral.

Especificamente, os acionistas e investidores foram contemplados com várias iniciativas, tais como:

- Reunião anual com investidores, quando a Diretoria Executiva apresentou nossos resultados e planos;

- Criação, em julho, do jornal trimestral "Petrobras em Ações", destinado a cerca de mais de 300 mil investidores e acionistas e que presta informações sobre planos e resultados alcançados no período;

- Modernização e remodelamento do *website* da área de Relacionamento com Investidores, a fim de responder mais rapidamente às necessidades desse público de forma equânime;

- Realização de uma pesquisa para traçar o perfil dos acionistas;

- Criação de um serviço telefônico 0800, para esclarecimento de dúvidas.

Como resultado desse esforço contínuo para a melhoria da transparência e equidade das informações, recebemos os seguintes prêmios em 2001:

- "Melhor Relatório Anual 2000", conferido pela Associação Brasileira de Companhias Abertas – Abrasca;

- Melhor *website* de relações com investidores entre as empresas latino-americanas, através de votação direta dos investidores, analistas e demais agentes do mercado de capitais; conhecido como "POP+" e distribuído pela LatinFinance e MZ Consult.

- Melhor Empresa Brasileira em Relações com Investidores, Melhor Desenvolvimento das Relações com Investidores e Melhor Relatório Anual pela publicação americana Investor Relations Magazine.

O sistema de governança corporativa teve como um de seus eventos iniciais e fundamentais a Assembléia Geral Ordinária realizada em 24 de março de 1999, que tomou as seguintes decisões: alteração da composição do Conselho de Administração da Petrobras, de 12 para nove membros, com eleição pela própria assembléia; estabelecimento do direito de os acionistas minoritários elegerem ao menos um de seus membros; e permissão para pessoas físicas ou jurídicas, brasileiras ou estrangeiras, residentes ou não no Brasil, se tornarem acionistas ordinários da Companhia. Outros eventos importantes foram a venda pública de 28,3% do capital detido pelo governo federal e a listagem dos papéis da Petrobras na Bolsa de Nova Iorque (New York Stock Exchange – NYSE) em 2000, o que obrigou a Empresa a elaborar relatórios contábeis trimestrais baseados no US GAAP (US General Accepted Accounting Principles).

O processo de governança corporativa é liderado pelo Conselho de Administração e Fiscal, cabendo à Diretoria Executiva a gestão diária dos negócios, por meio de seu presidente e diretores. As atribuições e responsabilidades são definidas estatutariamente e refletem as diferentes posições no processo decisório. É relevante o trabalho de apoio do Comitê de Negócios, integrado pelos principais executivos da Companhia, e que funciona de forma colegiada, visando à elaboração de pareceres em matérias relevantes que envolvam mais de uma área de negócios.

A prática da boa governança corporativa tem papel relevante para o processo decisório na Companhia e o sucesso de seus empreendimentos, cabendo destacar as contribuições dos procedimentos de auditoria interna e externa. Como resultado, essas atividades são conduzidas para assegurar maior transparência das informações ao mercado e aos diversos públicos de interesse. Essas ações e atitudes beneficiam a avaliação da Petrobras no atual ambiente competitivo e contribuem para o aumento de seu valor de mercado.

Em 2002, nosso modelo de governança será aprimorado de forma significativa, quando se adequará à Lei 10.303 de 31 de outubro de 2001, conhecida como a Nova Lei das S.A.s. Assim, será permitida a eleição de representante dos preferencialistas no Conselho de Administração e ampliadas as vantagens de dividendos prioritários mínimos concedidos aos detentores de ações preferenciais. Além disso, pretendemos figurar entre as empresas que possuem as melhores práticas de governança do país, a partir das regras definidas pela Bovespa. Para isto, efetuiremos importantes ajustes estatutários, como alteração do mandato dos membros do Conselho de Administração de três para um ano, obrigatoriedade de assinatura de contrato entre os administradores da Empresa e a Bovespa, e adesão às regras da Câmara de Arbitragem do Mercado para resolução de conflitos societários.



Presidente do Conselho
José Jorge de Vasconcelos Lima



Conselheiros
Francisco Roberto André Gros



Gerald Dinu Reiss



Henri Philippe Reichstul

Conselho de Administração

O Conselho de Administração é presidido pelo ministro de Estado de Minas e Energia e integrado pelo ministro-chefe da Casa Civil da Presidência da República, como representante do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão; pelo presidente da Companhia; pelo presidente do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES e por outros representantes do setor privado e dos acionistas minoritários. O prazo do mandato dos conselheiros é de três anos, sendo permitida a reeleição.

Esse colegiado é responsável pela orientação geral dos negócios, o que inclui a definição da missão, dos objetivos, das estratégias e diretrizes, a aprovação dos planos e a avaliação dos resultados. Também delibera sobre o Plano Básico de Organização, a eleição dos membros da Diretoria Executiva, a participação no capital de outras sociedades, a aquisição e a alienação de ações, a formação de consórcios e *joint-ventures* e a transferência da titularidade de ativos da Petrobras, entre outras matérias.

As reuniões do Conselho de Administração ocorrem a cada 30 dias, e as decisões se baseiam em propostas surgidas internamente e previamente examinadas pela Diretoria Executiva, ou em proposições individuais dos próprios conselheiros. Vinculada ao Conselho, a unidade de Auditoria Interna elabora trimestralmente análises, avaliações, levantamentos e comprovações da eficácia e eficiência da Petrobras e de seus processos e sistemas operacionais, financeiros, contábeis, de controle interno e de gestão ou correlatos.

Em 2001, ocorreram duas alterações na composição do colegiado: a saída de Maria Sílvia Bastos Marques, em junho, e a nomeação de Jorge Gerdau Johannpeter, em outubro.

Em janeiro de 2002, houve duas outras mudanças na composição do colegiado: a saída de Philippe Reichstul no dia 2 e a nomeação de Eleazar de Carvalho Filho no dia 18.



Jaime Rotstein



Jorge Gerdau Johannpeter



Pedro Pullen Parente



Zenildo Gonzaga
Zoroastro de Lucena

Conselho Fiscal

José Manoel Buarque Franco Neto (Presidente)

Luiz Gonzaga Leite Perazzo

Eduardo Coutinho Guerra

Celso Barreto Neto

Leda Maria Deiró Hahn

Conselho Fiscal

Um dos elementos essenciais na política de transparência e da boa governança corporativa, o Conselho Fiscal compõe-se de cinco membros e respectivos suplentes, eleitos pela Assembléia Geral Ordinária, sendo um eleito pelos detentores das ações ordinárias minoritárias, outro pelos detentores das ações preferenciais, em votação em separado, e um outro é indicado pelo ministro de Estado da Fazenda, como representante do Tesouro Nacional. O prazo do mandato dos conselheiros fiscais é de um ano, sendo permitida a reeleição.

O Conselho Fiscal, sem prejuízo de outras atribuições conferidas por disposição legal ou determinação de Assembléia Geral, tem as atribuições de:

- fiscalizar os atos dos administradores e verificar o cumprimento de seus deveres legais e estatutários;
- opinar sobre o relatório anual e as contas da Diretoria;
- apreciar as propostas dos administradores a serem submetidas à Assembléia Geral, relativas à modificação do capital social, emissão de debêntures ou bônus de subscrição, planos de investimentos ou orçamentos de capital, distribuição de dividendos, e transformação, incorporação, fusão ou cisão da Companhia;
- analisar, pelo menos trimestralmente, o balancete e demais demonstrações financeiras elaboradas periodicamente pela Diretoria;

**CORPORATIVA**

Henri Philippe Reichstul (Presidente)*

**Foi substituído em 2 de janeiro de 2002 por Francisco Gros*

ABASTECIMENTO

Rogério A. Manso da Costa Reis

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

José Coutinho Barbosa

Auditoria Interna

Gerson Luiz Gonçalves

Comunicação Institucional

Ricardo Bastos Vieira

Desenvolvimento de Sistemas de Gestão

Afonso Celso Granato Lopes

Escritório de Brasília

João Leal Neto

Estratégia Corporativa

Clarissa de Araújo Lins

Gabinete do Presidente

Luiz Augusto Marciano da Fonseca

Gestão de Desempenho Empresarial

Celso Fernando Lucchesi

Jurídico

Rui Berford Dias

Novos Negócios

Alberto da Fonseca Guimarães

Recursos Humanos

José Lima de Andrade Neto

Secretaria Geral da Petrobras

Hélio Shiguenobu Fujikawa

Logística e Planejamento

Sérgio Abramant Guerbatin

Marketing e Comercialização

Carlos Ney Martin de Andrade

Petroquímica

Carlos Alberto de Meira Fontes

Refino

Eider Castro Prudente de Aquino

Exploração e Produção Corporativa

Carlos Alberto Pereira de Oliveira

Exploração e Produção Norte-Nordeste

Gerson José Faria Fernandes

Exploração e Produção Sul-Sudeste

Carlos Tadeu da Costa Fraga

examinar as demonstrações financeiras do exercício social e sobre elas opinar.

As reuniões ordinárias do Conselho Fiscal ocorrem, no mínimo, a cada 30 dias, e os assuntos tratados, os pareceres e as deliberações tomadas se baseiam, em sua maior parte, nos atos praticados pelo Conselho de Administração e pela Diretoria Executiva, nas informações fornecidas pelos acionistas, mercado e imprensa, ou em proposições individuais dos próprios conselheiros. As atas e pareceres do Conselho Fiscal são encaminhados à Administração da Companhia, para conhecimento e adoção de providências cabíveis.

Em 2001, ocorreram duas alterações na composição do colegiado: a saída de Carlos Henrique Flory, em maio, e a nomeação de Leda Maria Deiró Hahn, em junho.

Diretoria Executiva

Os integrantes da Diretoria Executiva são eleitos pelo Conselho de Administração. O presidente coordena os trabalhos, e os seis diretores são responsáveis pela gestão integrada dos negócios da Companhia, de acordo com as orientações fixadas pelo Conselho de Administração. O presidente e os diretores, além de membros da Diretoria Executiva, são os gestores das áreas de contato a eles atribuídas também pelo Conselho de Administração.



FINANCEIRA
João Pinheiro
Nogueira Batista



GÁS E ENERGIA
Antonio Luiz
Silva de Menezes



INTERNACIONAL
Jorge Marques de
Toledo Camargo



SERVIÇOS
Irani Carlos Varella

Administração Tributária
Luciano Santos de Souza

Contabilidade
Marcos Antônio Silva
Menezes

Finanças Corporativas e Tesouraria
Almir Guilherme Barbassa

Financiamento de Projetos
Pedro Augusto Bonésio

Planejamento Financeiro e Gestão de Riscos
Gustavo Tardin Barbosa

Relacionamento com Investidores
Luiz Fernando Nogueira

Assessoria de Gás e Energia
Luiz Cezar França

Conservação de Energia, Energia Renovável e Suporte ao Compet
João Eudes Touma

Energia
Nestor Cuñat Cerveró

Gás Natural
Luiz Rodolfo Landim
Machado

Abastecimento (Downstream) Internacional
Nilo Carvalho Vieira Filho

E&P (Upstream) Internacional
João Carlos Araujo Figueira

Planejamento e Serviços Internacional
Michael Ditchfield

Engenharia
João Carlos Soares Nunes

Materiais
Geraldo Vieira Baltar

Pesquisa e Desenvolvimento
Elias Menezes Oliveira

Segurança, Meio Ambiente e Saúde
Rui Antônio Alves da
Fonseca

Serviços Compartilhados
Ricardo Antonio Abreu
Landa

Tecnologia da Informação
Carlos Soligo Camerini

No ano ocorreram diversas mudanças na Diretoria Executiva:

- Na Área Financeira, em 20 de setembro, a saída de Ronnie Vaz Moreira e a nomeação de João P. Nogueira Batista;
- Na Área de Abastecimento, em 10 de setembro, a saída de Albano de Souza Gonçalves e a nomeação de Rogério Manso da Costa Reis;
- Na Área de Gás e Energia, em 19 de outubro, ocorreu a saída de Delcídio do Amaral Gómez e a nomeação de Antonio Luiz Silva de Menezes, anteriormente diretor de Serviços. Para seu lugar foi designado, em 27 de novembro, Irani Carlos Varella.

Em 2 de janeiro de 2002, aconteceram duas mudanças na Diretoria Executiva: a saída do então presidente, Philippe Reichstul, e a nomeação de Francisco Gros para essa função.

Comitê de Negócios

O Comitê de Negócios é integrado pelos membros da Diretoria Executiva e por diretores-gerentes por ela indicados, pelo titular da unidade de Estratégia Corporativa e pelo presidente da Petrobras Distribuidora. Reúne-se uma vez por semana, com o objetivo de promover a integração e maior eficiência na gestão dos negócios. Esse comitê é coordenado pelo presidente da Controladora e assessorado pelo gerente executivo de Estratégia Corporativa. Pretende-se ampliar o papel desempenhado pelo Comitê de Negócios, ao incorporar às atividades diversas da Companhia critérios mais aperfeiçoados para avaliar iniciativas de novos negócios ou implantação de novos projetos.

Princípios Éticos

A atuação da Companhia busca atingir níveis crescentes de competitividade, lucratividade e responsabilidade social, através de uma gestão profissional e competente, pela valorização dos empregados, respeito ao meio ambiente, observância às normas de segurança e saúde, e contribuição para o desenvolvimento nacional.

Currículo da Diretoria Executiva

PRESIDENTE

Francisco Roberto André Gros

Economista formado pela Universidade de Princeton. Exerceu o cargo de presidente do Banco Central do Brasil e do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), além de membro do Conselho de Administração da Petrobras. Assumiu a presidência da Companhia em 2 de janeiro de 2002.

Henri Philippe Reichstul

Economista com pós-graduação em Economia no Hertford College da Universidade de Oxford. Exerceu o cargo de vice-presidente executivo do Banco Inter American Express S/A. Em março de 1999 assumiu a Presidência da Petrobras.

DIRETORES

Antônio Luiz Silva de Menezes

Engenheiro mecânico. Exerceu o cargo de superintendente de Engenharia da Petrobras, diretor da Braspetro, vice-presidente da Petrofértil, vice-presidente executivo da Gaspetro, presidente do Conselho de Administração da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia–Brasil S.A.– TBG e diretor da área de Serviços da Petrobras. Em 19 de outubro foi designado diretor da área de Gás e Energia.

Irani Carlos Varella

Engenheiro civil formado pela Universidade de Santa Maria. Exerceu os cargos de gerente geral de Produção da E&P, superintendente do Centro de Pesquisas Leopoldo A. Miguez de Mello (Cenpes) e diretor-gerente de Segurança, Meio Ambiente e Saúde da Companhia até 27 de novembro de 2001, quando foi designado diretor de Serviços da Petrobras.

João P. Nogueira Batista

Economista formado pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro com pós-graduação em Engenharia Econômica pela Universidade Gama Filho. Foi membro da Diretoria Executiva do Dresdner Bank no Brasil de 1998 até setembro de 2001, quando assumiu no dia 20 a Diretoria Financeira da Petrobras.

Jorge Marques de Toledo Camargo

Geólogo com mestrado em Geofísica na Universidade do Texas, em Austin, EUA. Ingressou na Petrobras em 1976, onde atuou em várias posições técnicas e gerenciais. Em setembro de 1999, foi designado presidente da Braspetro e em abril de 2000, empossado como diretor internacional da Petrobras.

José Coutinho Barbosa

Geólogo com mestrado em Geofísica pela Universidade Federal da Bahia (UFBa). Exerceu o cargo de vice-presidente executivo da Petrobras Internacional S/A – Braspetro. Foi nomeado diretor de Exploração e Produção em abril de 1999.

Rogério A. Manso da Costa Reis

Engenheiro civil graduado pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro, com MBA pela New York University. Exerceu o cargo de diretor-gerente de Marketing e Comercialização e atualmente é membro dos conselhos da Petroquímica do Sul (Copesul) e da Refinaria Alberto Pasqualini S.A. (Refap). Em 10 de setembro de 2001, foi empossado como diretor de Abastecimento da Petrobras.

Relacionamento entre Controladora e Subsidiárias

No Sistema Petrobras, cada empresa conduz seu processo de governança corporativa, por meio de seus próprios Conselhos de Administração, Conselhos Fiscais, Diretoria Executiva ou Diretoria, por meio de seus presidentes e diretores. O objetivo é promover a integração entre a Controladora e as subsidiárias, assegurando que as diretrizes e decisões dessas companhias estejam alinhadas com as estratégias do Sistema Petrobras.

Como parte dessas estratégias, será aprimorada a participação nas decisões relevantes das subsidiárias, dentro dos limites da legislação aplicável, revisando-se periodicamente os mecanismos de relacionamento. No caso da Braspetro e da Gaspetro, a integração já atingida proporcionou considerável redução de suas estruturas organizacionais.

Dividendos

A prática da governança corporativa, em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações e o Estatuto Social da Companhia, assegura aos acionistas um dividendo e/ou juros de capital próprio mínimo anual igual a 25% do lucro líquido ajustado para distribuição em cada exercício social (dividendo obrigatório). Esse valor é determinado antes da Assembléia Geral Ordinária, com base nas demonstrações financeiras.

Além disso, os titulares de ações preferenciais têm direito a um dividendo mínimo de 5%, calculado sobre a parte do capital representada por essa espécie de ações



Braspetro
Jorge Marques de Toledo Camargo

BR Distribuidora
Julio Cesar Carmo Bueno

Downstream Participações S.A.
Elder Castro Prudente de Aquino
(Diretor-Presidente)

preferenciais, e prioridade na distribuição do montante disponível. As ações preferenciais participarão, não cumulativamente, em igualdade de condições com as ações ordinárias na distribuição dos dividendos, quando superiores ao percentual mínimo que lhes é assegurado no Estatuto Social.

Esse Estatuto exige a realização da Assembléia Geral Ordinária até o dia 25 de março de cada ano, ocasião em que poderá ser estipulado o pagamento do dividendo anual. Nos termos da Lei das Sociedades por Ações, os dividendos são devidos aos acionistas registrados na data da declaração (no caso da Petrobras, a declaração dos dividendos vem sendo realizada na Assembléia Geral Ordinária) e deverão ser pagos dentro de 60 dias a contar daquela data. A data de pagamento dos dividendos poderá ser diferente daquela determinada pela Lei das Sociedades por Ações, desde que os acionistas, mediante deliberação, estabeleçam outro prazo. Entretanto, esse pagamento deverá ocorrer dentro do mesmo exercício social da Assembléia Geral Ordinária que deliberou sobre os dividendos.

Como decorrência da política de remunerar o acionista da melhor forma possível, antecipou-se para 22 de agosto a distribuição de parte dos dividendos e juros sobre o capital próprio referente ao exercício de 2001. O valor total foi de R\$ 1.140 milhões, representando o valor unitário de R\$ 1,05 por ação ordinária e preferencial.

A Companhia pode conceder aos dirigentes e empregados participação no lucro líquido, sendo que o Conselho de Administração deve sugerir à Assembléia Geral Ordinária a alocação desse lucro referente ao exercício social anterior.



Gaspetro

Luiz Rodolfo Landim Machado

**Petrobras International
Company – PFICO**

Almir Guilherme Barbassa

Petroquisa

Carlos Alberto de Meira Fontes

Transpetro

Mauro Fernando Orofino Campos

e-business



Petrobras cria solução própria para comércio digital.

As iniciativas de comércio eletrônico consolidaram a Companhia como a de mais efetiva presença na internet do setor. A interação com os clientes por meio dessa rede, lançada no final de 2000, foi aperfeiçoada e ampliada durante o ano.

O sucesso desses serviços eletrônicos pode ser comprovado por três fatos:

- Os freqüentes depoimentos de clientes sobre o significativo valor agregado a seu relacionamento com a Petrobras;
- A amplitude do comércio eletrônico, que abrange clientes responsáveis por 90% de nosso faturamento;
- A obtenção do prêmio *Marketing Best/2001* – concedido pela Fundação Getúlio Vargas –, a distinção de maior prestígio para ações de *marketing* no país, que destaca as empresas mais inovadoras na oferta de produtos e serviços a clientes.

Houve uma reformulação do projeto de *e-procurement*, decidindo-se montar uma empresa voltada ao desenvolvimento e implantação de um *marketplace*. Esta companhia terá a participação minoritária da subsidiária Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. Com a mudança, passaremos a ter uma solução própria de *e-business*. Outra ação importante foi o início da instalação de um sistema para identificar fontes e técnicas inovadoras no suprimento de itens relevantes (*sourcing*).



recursos humanos



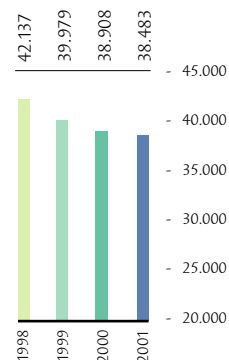
Iniciativas buscam valorizar a força de trabalho e seu comprometimento com resultados.

Gestão de Competências

Em harmonia com o Plano Estratégico, a Companhia consolidou o plano de pessoal para o período 2001 a 2005, com a finalidade de criar um processo sistemático de renovação do quadro funcional e atrair novos talentos.

Como primeiros resultados da política de admissão implantada para o quinquênio, foram admitidos 506 profissionais e realizados processos seletivos para compor os cadastros de reserva, deixando em condições de serem admitidos 2.069 profissionais para cargos de nível superior e 3.780 para cargos de nível médio.

EVOLUÇÃO DO EFETIVO DO SISTEMA PETROBRAS



Desenvolvimento de Competências Gerenciais

Em novembro de 2001, iniciou-se a primeira avaliação de competências gerenciais, envolvendo cerca de 700 gerentes. O processo foi precedido de um treinamento de quatro meses, realizado em todo o país, que habilitou esses profissionais a utilizarem a avaliação de 360°.

A utilização plena dessa metodologia está prevista para 2003 e permitirá que cada gerente seja municiado com uma poderosa ferramenta de autogerenciamento de seu desenvolvimento, para aprimorar as competências pessoais requeridas pelos novos desafios da Empresa.

A implantação será gradual, tendo sido realizada ainda em 2001 a primeira rodada, de 90°. A seguir, os gerentes terão à sua disposição um catálogo específico de ações de desenvolvimento.

Ambiência Organizacional

A monitoração da ambiência organizacional revelou, entre outros aspectos, uma percepção crescente, por parte dos empregados, de que existe um novo projeto para a Empresa. Foi também apontada a necessidade de buscar cada vez mais coerência entre os valores e comportamentos apresentados e o processo de mudança.

As novas diretrizes de recursos humanos, que vêm gradativamente se alinhando com as melhores práticas do mercado, revelam a todos os empregados a preocupação da Companhia em reconhecer e valorizar o bom desempenho.

Também já têm grande visibilidade os valores relacionados à ênfase na rentabilidade e nas relações com os acionistas e com o governo.

Ressalte-se, ainda, a necessidade percebida pelos empregados de constante aperfeiçoamento dos mecanismos de retenção de competências e de esclarecimento sobre os novos rumos da Empresa, de modo a valorizar a força de trabalho e seu comprometimento com os resultados empresariais.



Educação Empresarial

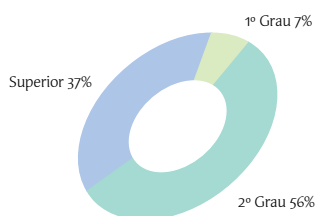
A estrutura de treinamento foi revista e aperfeiçoada, com a criação da Universidade Corporativa. O desenvolvimento de pessoas passou a ser estreitamente vinculado às estratégias da Companhia, visando, de maneira pragmática, a desenvolver as competências consideradas críticas para os negócios.

O foco de atuação da Universidade Corporativa ultrapassa as fronteiras da Petrobras, atingindo seus parceiros, fornecedores, terceirizados, clientes e a sociedade em geral, desde que a atuação junto a esses públicos venha a contribuir para o alcance das estratégias corporativas.

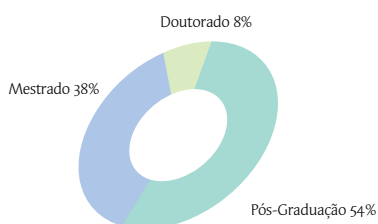
Por meio da Universidade Corporativa, foi implementado um *campus* virtual e oferecidos diversos programas de capacitação à distância. Foi criado também um canal de televisão, estritamente dedicado à educação, que permitirá veicular programas para públicos internos ou externos, sempre que pertinente e necessário.

As iniciativas de capacitação foram expandidas, resultando num investimento total de R\$ 58 milhões em desenvolvimento de recursos humanos. Desse total, R\$ 7,1 milhões foram alocados exclusivamente em projetos de desenvolvimento gerencial, com programas de formação e aperfeiçoamento no país e no exterior.

ESCOLARIDADE DO EFETIVO



PÓS-GRADUAÇÃO DO EFETIVO



Consultor Técnico

Foi criada a função de consultor técnico, buscando reter competências estratégicas e reconhecer os profissionais que contribuem de forma diferenciada para os resultados. Foram designados 618 consultores técnicos, predominantemente nas áreas de negócios e pesquisa (87%), sendo 91% com nível de escolaridade superior, a maioria com mestrado ou doutorado.

Remuneração Variável

A Petrobras tem procurado promover uma vinculação mais estreita entre a política de remuneração e o alcance de resultados, objetivando comprometer os empregados com as metas organizacionais derivadas do Plano Estratégico.

Com base no lucro líquido apurado no balanço de 2000, foi possível distribuir uma participação nos resultados equivalente a 4,5 salários básicos para cada empregado, cifra inédita na história da Companhia. Também foi adotado um programa de bônus, vinculado ao desempenho individual, bastante agressivo, que pode alcançar até um adicional de quatro remunerações.

Dessa forma, a participação de parcelas variáveis na remuneração dos empregados passou de 4% em 1999 para 7% a 12% em 2000, evoluindo para valores entre 19% e 32% em 2001.

Relações Sindicais

As relações sindicais vêm-se aprimorando nos últimos anos, tendo a Companhia e as entidades sindicais que representam seus empregados mostrado maior abertura e disposição para o diálogo e a resolução de conflitos ou divergências. Questões de interesse mútuo foram debatidas em reuniões periódicas, buscando implementar soluções negociadas e eficazes para os problemas identificados, num processo de contínuo aperfeiçoamento das relações sindicais.

Como resultado deste processo, a exemplo dos últimos anos, as negociações para o Acordo Coletivo de Trabalho 2001/2002 dos empregados terrestres transcorreram num clima de normalidade e tranquilidade, apesar do movimento grevista com prazo determinado de cinco dias. A Petrobras e as entidades sindicais preservaram, em seu acordo, os direitos dos empregados, pactuando condições condizentes com as práticas de mercado, com a capacidade financeira da Companhia e seus objetivos empresariais.

Como avanços, foram acertadas ações na área de Saúde, Meio Ambiente e Segurança; iniciativas para viabilizar projeto piloto compartilhado de um Serviço Especializado de Engenharia de Segurança e Medicina do Trabalho (SESMT), a ser construído em terreno da Empresa na Refinaria Duque de Caxias; a continuidade das comissões integradas por representantes da Empresa e das organizações sindicais para estudo sobre o planejamento de efetivo da Refinaria de Capuava (Recap); e, ainda, a manutenção de comissão conjunta para otimizar o funcionamento das Comissões Internas de Prevenção de Acidentes (Cipas).

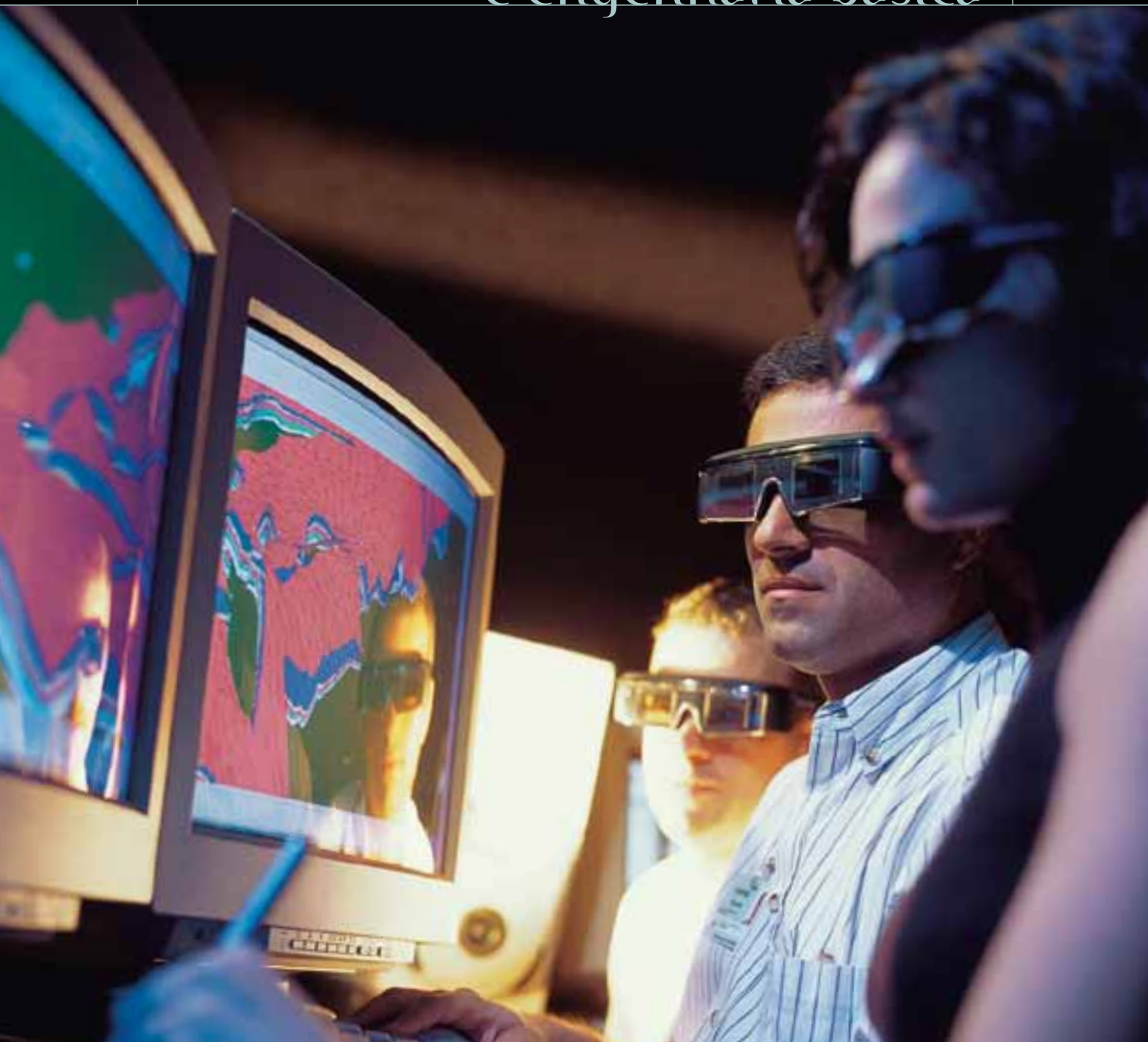
Destaca-se também a inclusão de cláusula que dá ao empregado o direito de suspender suas atividades se tiver razões válidas para crer que a vida e/ou integridade física sua e/ou de seus colegas de trabalho se encontra em risco grave e iminente.



Projeto Clicar

Na capital paulista, crianças aprendem os segredos da informática e passam a ter perspectivas de um futuro melhor.

pesquisa e desenvolvimento e engenharia básica



Investimentos atingiram R\$ 335 milhões
na coordenação de projetos prioritários.

A Petrobras possui um centro de pesquisas dedicado – Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello (Cenpes) –, criado em 1966, na Ilha do Fundão (RJ). Ali atuavam, em 31 de dezembro de 2001, 1.149 profissionais, sendo 273 bacharéis, 251 mestres e 81 doutores.

Os investimentos em pesquisa e desenvolvimento e engenharia básica (P&D, E) somaram R\$ 335 milhões em 2001, que correspondem a 0,75% do faturamento líquido no ano anterior.

Foram desenvolvidos projetos em parceria com outras empresas petrolíferas e centros de P&D, E no exterior, destinando-se US\$ 424 mil a 33 projetos multiclíntes. Com 52 instituições e universidades brasileiras, foram despendidos R\$ 33,5 milhões.

*Funcionários do
Centro de Pesquisas (RJ)*

Desenvolvimento Tecnológico

O ano de 2001 foi marcado pelos resultados altamente positivos nos esforços de aprimoramento tecnológico em diversas áreas:

Foi realizado, com sucesso, o mais longo *gravel packing* (sistema de contenção de areia) horizontal do mundo, em poço submarino, a partir de uma sonda semi-submersível. A operação é fundamental para a longevidade de poços produtores em arenitos pouco consolidados, evitando-se a produção prematura de areia. O grande benefício dessa tecnologia é a garantia de maior vida útil do poço, reduzindo-se seu custo operacional. O sistema foi instalado no poço 7-CRT-17HP-RJS, do Ativo de Produção Barracuda e Caratinga;

Foi inaugurado no Cenpes o Laboratório Hiperbárico para 3 mil metros, o mais moderno do mundo, destinado a testes e simulações de equipamentos para as operações de produção de petróleo e gás natural em águas ultraprofundas. Foram investidos US\$ 3 milhões em seu projeto, desenvolvido nos últimos dois anos pela área de Tecnologia Submarina do Centro de Pesquisas. A câmara hiperbárica terá papel-chave no desenvolvimento de soluções tecnológicas para operar a grandes profundidades. Um dos problemas a enfrentar é a baixa temperatura do mar (cerca de 4° C), que faz com que o óleo deposite parafina e provoque o entupimento dos dutos, num processo semelhante ao da arteriosclerose. O Cenpes vem desenvolvendo dutos com isolamento térmico para evitar o acúmulo de parafina em suas paredes. E é exatamente na câmara hiperbárica que poderá ser testada a eficácia desses dutos, que operam a altas profundidades. A expectativa é de que o novo equipamento se pague em apenas um ano de operação e garanta uma significativa redução dos custos de extração de petróleo em águas profundas;



*Câmara hiperbárica
em simulação no
Centro de Pesquisas (RJ)*

A unidade de negócios da Bacia do Solimões (UN-BSOL) é a primeira a utilizar um sistema de detecção de vazamento de dutos por princípio acústico, tecnologia pioneira no Brasil. O sistema acústico funciona a partir de sensores que detectam ondas de ruído provocadas por vazamento nos dutos, alertando os operadores da sala de controle sobre a emergência. No duto de escoamento de óleo Leste de Urucu, onde o sistema acústico foi testado, a identificação ocorreu em 15 segundos. A variação de erro para localização do vazamento foi menor do que 38 metros a montante ou a jusante, ao longo dos 37 quilômetros do duto. Já utilizado em grandes dutos de transporte de gás e óleo na Europa e na Ásia, este sistema é um dos mais confiáveis para detecção de vazamentos onde não é possível medir a vazão com exatidão.

Dos projetos estratégicos da Petrobras, três são coordenados pelo Cenpes e integram as prioridades tecnológicas da Companhia: Inovação Tecnológica e Desenvolvimento Avançado em Águas Profundas e Ultraprofundas (Procap), Recuperação Avançada de Petróleo (Pravap) e Desenvolvimento de Tecnologias Estratégicas do Refino (Proter).

O Procap desenvolve tecnologias que capacitaram a Companhia a explorar e produzir petróleo em lâminas de águas profundas (acima de 400 metros).

O Pravap, por meio de um esforço corporativo de pesquisa e desenvolvimento, tem como objetivo o aumento da produção de gás e óleo, focado nos campos maduros, aumentando os padrões de recuperação e de gerenciamento dos reservatórios da Empresa.

O Proter visa a reduzir os custos de refino, permitir o processamento de óleos pesados e aumentar a qualidade dos produtos.

Os projetos realizados pelo Cenpes estão sempre alinhados aos objetivos e às necessidades da Companhia. Durante 2001, mais de 200 foram concluídos, envolvendo tanto pesquisa em exploração, produção e processos industriais, como em engenharia básica. Foram depositadas, também, 48 patentes no Brasil e 40 no exterior, e concedidas 17 patentes no Brasil e 60 no exterior. O Cenpes se relaciona, ainda, com Centros de Excelência e Redes de Tecnologia em conjunto com universidades, empresas e entidades governamentais de fomento, participando de três deles:



As inovações operacionais decorrem do investimento em pesquisa tecnológica

Cegeq Centro de Excelência em Geoquímica, que, funcionando nas instalações do Cenpes, desenvolve atividades de análise, pesquisa, ensino e divulgação relacionadas à exploração e produção de petróleo e à proteção ambiental; projetos multiclíntes com instituições estrangeiras de pesquisa; atividades acadêmicas em parceria com universidades brasileiras; serviços para empresas petrolíferas latino-americanas, africanas e européias; além de atender a toda a demanda analítica em geoquímica para o Sistema Petrobras, inclusive na área ambiental;

Retep Rede de Tecnologia de Poços, integrada por profissionais altamente especializados em mecânica das rochas, mecânica dos fluidos, transferência de calor, escoamento multifásico, metalurgia, matemática aplicada, métodos numéricos, física e química. As atividades conduzidas pela Retep são de natureza predominantemente experimental e desenvolvidas, em sua maioria, em modernos laboratórios e plantas piloto, como o sítio de testes de Atalaia (SE) e a sonda-escola de Taquipe (BA), todos com certificação internacional pela ISO 9001;

Reqarj A Rede de Excelência em Química Analítica tem por objetivos promover o intercâmbio de conhecimentos, desenvolver novos produtos, processos, metodologias e prestar serviços em química analítica, por meio de um sistema de rede composto por centros de excelência localizados no Rio de Janeiro.

As avaliações dos projetos do Cenpes, considerando-se um período útil de cinco anos, levaram à relação custo/benefício igual a 7,33 – isto é, para cada real investido, houve um valor agregado de R\$ 7,33 para a Companhia, em termos de ganho e economia.

Entre as principais realizações tecnológicas no ano de 2001, destacam-se:

- Modelagem geoquímica 2D e 3D de geração, migração e acumulação em bacias sedimentares brasileiras;

- Desenvolvimento e instalação do sistema de separação submarina – VASPS;

- Avaliação de trincas dos *turrets* dos FPSO P-33 e P-35;

- Suporte técnico na fase de tentativa de salvamento da P-36 e à comissão de sindicância que investigou as causas do acidente;

- Suporte às unidades operacionais, nos derrames de óleo no mar e nos terminais marítimos e em licenças ambientais;

- Identificação da origem e dimensão de derrames;

- Investigação das causas de acidentes em dutos e avaliação de integridade estrutural de dutos em operação;

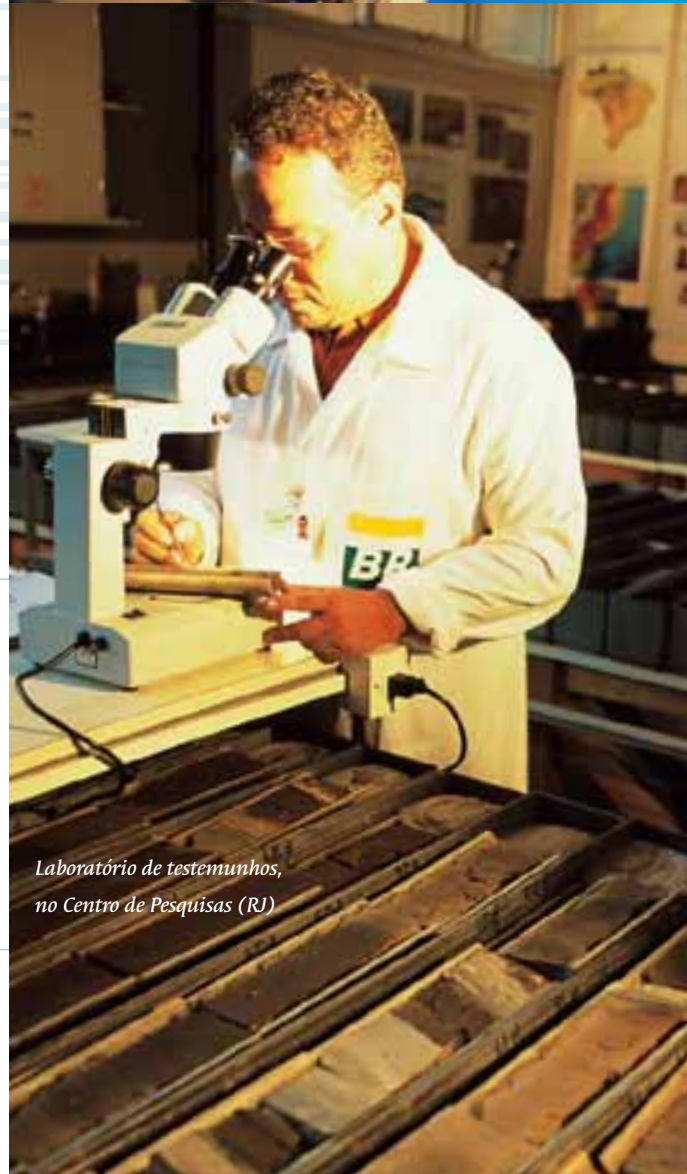
- Projeto de Engenharia Básica das Unidades de Craqueamento Catalítico Fluido para Resíduo para as refinarias de Capuava (Recap), Landulpho Alves (Rlam) e Alberto Pasqualini (Refap);

- Projeto de Engenharia Básica da Unidade de Coqueamento Retardado para a Refinaria Duque de Caxias (Reduc).

Destaca-se, ainda, a criação da área de Gás e Energia, definindo-se uma carteira de 33 projetos de energias renováveis e desenvolvimento sustentável, 20 projetos na área de energia e outros 20 na área de gás, incluindo parcerias com universidades brasileiras.



Laboratório de Geoquímica, no Centro de Pesquisas (RJ)



Laboratório de testemunhos, no Centro de Pesquisas (RJ)

segurança operacional,
meio ambiente e saúde



Investimento de R\$ 3,2 bilhões em gestão e segurança do meio ambiente é recorde na indústria petrolífera mundial.

Com o objetivo de diminuir emissões e resíduos, melhorar a qualidade de efluentes e aprimorar a prevenção e o controle de acidentes em todas as nossas unidades, intensificamos a execução do Programa de Excelência em Gestão Ambiental e Segurança Operacional (Pégaso), que deverá, em curto prazo, nos equiparar às melhores empresas de petróleo do mundo em segurança e respeito ao meio ambiente.

Após os R\$ 522 milhões investidos em 2000, o programa recebeu mais R\$ 1,4 bilhão em 2001, totalizando a maior quantia já destinada a esses setores por qualquer outra empresa de petróleo no mundo. Em menos de dois anos de implantação, o programa mostra resultados expressivos, aproximando-nos da meta de excelência. Até 2003, os recursos do Programa terão integralizado R\$ 3,2 bilhões.

Prevenção

Os dutos estão sendo revisados ou substituídos, e seus controles automatizados, dentro dos mais modernos padrões da indústria petrolífera mundial. Além do custo elevado, é uma operação de alta complexidade, pois precisa ser executada sem corte no fornecimento de combustível ao país. Somente essa área absorverá, até 2003, recursos de R\$ 1,17 bilhão, dos quais R\$ 791 milhões já foram aplicados. Em consequência, cerca de 65% dos dutos prioritários já estão com supervisão automatizada, e a meta é chegar a 100% ainda no início de 2002.

No caso dos grandes oleodutos e polidutos, o controle será centralizado no Rio de Janeiro. Para isso também estão sendo desenvolvidos *softwares* de realidade virtual para o fluxo de óleo e derivados. Associados a sensores e mecanismos existentes, esses programas permitirão atingir, até 2003, o estado da arte no monitoramento remoto de todos os dutos e tanques de armazenamento.

A prevenção envolve ainda a avaliação das condições geotécnicas das faixas de terra por onde passam os dutos, que podem ser afetadas por marés, chuvas e erosão. Isso requer não só construção e reforma de encostas de contenção – já efetuadas – como o monitoramento geológico. No oleoduto Araucária–Paranaguá, está sendo desenvolvido um método que utiliza estações sismológicas para registrar, em tempo real, as movimentações do solo. Até 2003, esse sistema deverá ser estendido a outros dutos.

Além de reforçar a inspeção visual dos dutos por meio de andarilhos, motocicletas e helicópteros, intensificamos a utilização dos *pigs* – autômatos equipados com diferentes sensores que percorrem o interior dos dutos para verificar sua integridade. Também





Inspeção de dutos

entraram este ano em operação, na Baía de Guanabara, sistemas de bóias de vigilância, capazes de detectar a presença de hidrocarbonetos na água e alertar, via satélite, nossa central de controle. Sistemas semelhantes serão implantados nas áreas de Angra dos Reis, São Sebastião e Baía de Todos os Santos.

Implementamos ainda um sistema georreferenciado de informações, capaz de monitorar diferentes tipos de terreno, que está sendo utilizado no mapeamento da sensibilidade de áreas próximas às unidades operacionais. No total, a pesquisa de novas tecnologias ligadas à segurança e à gestão ambiental conta com R\$ 98 milhões, destinados a cerca de 40 diferentes projetos.

Atualmente, na maior parte dos terminais marítimos, as operações de carga e descarga de navios são feitas sob a proteção de barreiras – uma segurança adicional adotada por poucas empresas do setor.

Os Centros de Defesa Ambiental são equipados com recolhedores de óleo



Contingência

Concluímos a instalação de nove Centros de Defesa Ambiental (CDAs), localizados em Manaus (Amazonas), São Luís (Maranhão), Guamaré (Rio Grande do Norte), Madre de Deus (Bahia), Macaé e Rio de Janeiro (Rio de Janeiro), Itajaí (Santa Catarina) e Goiânia (Goiás), além de um CDA de Logística Nacional, próximo ao aeroporto de Guarulhos, em São Paulo, capaz de dar suporte imediato aos demais.

Os CDAs, em alerta 24 horas, estão equipados com barcos recolhedores de óleo, dispersantes químicos, agentes biorremediadores e milhares de metros de barreiras de contenção e absorção. Além disso, contam com veículos, embarcações e aeronaves adicionais na própria região, prontos para serem acionados a qualquer momento.

Em cada CDA atuam em média 20 especialistas, aptos a comandar, emergencialmente, até mil pessoas. Sua rotina inclui simulações freqüentes e o monitoramento das condições ambientais locais, para antecipar as providências necessárias em caso de acidente. Juntos, os CDAs deram origem ao primeiro complexo de segurança ambiental da América do Sul, capaz de atender, inclusive, outras companhias, antecipando a demanda surgida com o aumento da atividade petrolífera na região.

Além disso, desde janeiro de 2001, permanece de prontidão na Baía de Guanabara, 24 horas por dia, a primeira embarcação do país especializada no controle de vazamentos. Com capacidade para recolher do mar até 100 mil litros de óleo por hora, essa embarcação pode deslocar-se rapidamente para atender a outras áreas marítimas de atuação da Empresa, como a Baía de Campos e Angra dos Reis.

Intensificamos os treinamentos e simulações de acidentes nas unidades operacionais e implementamos a revisão de todos os planos de contingência. Diversas equipes das áreas de segurança freqüentaram os melhores cursos de aprimoramento existentes no país e no exterior.



Resíduos

As unidades estão recebendo um investimento de R\$ 210 milhões para aprimorar processos e diminuir resíduos industriais em 80% até 2002. Novas tecnologias estão sendo aplicadas com esse objetivo, levando-se em conta as especificidades operacionais de cada unidade.

Os resíduos existentes vêm sendo tratados por meio de 15 tecnologias consagradas mundialmente, entre as quais a da biopilha, em que somos pioneiros no país. Esse sistema consiste na oxigenação de pequenas porções do solo sobrepostas verticalmente, conseguindo-se, dessa forma, acelerar a biodegradação. Também são utilizados sistemas de tratamento por destruição térmica, que permitem o aproveitamento energético dos resíduos.

Por meio desses processos, foram eliminados 66% dos resíduos existentes nas unidades. A meta, até 2003, é zerar essa equação, dando aos resíduos um destino ambientalmente correto tão logo sejam produzidos. Além disso, já está em operação um sistema informatizado para o gerenciamento de resíduos de nossos processos industriais.

Também foram construídas novas áreas de armazenamento e está em curso um plano de remediação e monitoramento de solo, que envolve especialmente as refinarias.

Efluentes

Estamos destinando R\$ 578 milhões para implantar e aprimorar os processos de tratamento de efluentes líquidos em todas as unidades operacionais, de modo a melhorar ao máximo sua qualidade. Nesse sentido, há diversos projetos de pesquisa para adaptar as técnicas de tratamento às especificidades de cada unidade.

Todas as refinarias já empregavam tratamentos primários – separadores e de placa, que retiram óleo da água – e secundários – lagoas de tratamento e reatores de lodo ativado. A Refinaria Gabriel Passos (Regap – MG) já conta também com a fase terciária, o biodisco, sistema que será progressivamente estendido às demais unidades. Ele consiste numa chapa circular, com colônias de bactérias aderidas, que permanece girando semi-submersa no tanque para onde são canalizados os efluentes. A aeração constante do sistema estimula a degradação dos poluentes orgânicos, da amônia e dos fenóis que possam ter escapado das fases primária e secundária.

*Hidrolisador
da fábrica de
lubrificantes
hidrogenados
(Fafen)*



Emissões

Para minimizar o impacto ambiental de suas atividades, todas as unidades vêm realizando um minucioso inventário de emissões. Também estão em andamento programas para aumento da eficiência energética e melhoria da queima de combustíveis, visando a reduzir emissões de material particulado e gases que contêm enxofre.

Implantamos o monitoramento contínuo de chaminés, bem como sistemas para minimizar as emissões em tanques de petróleo e a queima de gases ácidos em fornos. Vem sendo efetuada a substituição de tetos de reservatórios, para evitar evaporação, e instituídos programas para a redução de queima de gases em tochas.

A chave para o controle de emissões é o monitoramento atmosférico constante. Para isso, vêm sendo implantadas e aprimoradas redes de monitoramento da qualidade do ar em torno das unidades. Esse processo é informatizado, de modo a permitir o cruzamento de dados referentes às emissões com os de microclima e relevo das regiões próximas às refinarias. Dessa forma, será possível exercer um controle preciso da dispersão de gases e de sua influência sobre o meio ambiente.

Em alguns casos, como na Refinaria Duque de Caxias (Reduc – RJ), os dados são enviados diretamente ao órgão ambiental local. Assim, além de eficácia, confere-se transparência às medidas adotadas contra a poluição.

Gestão

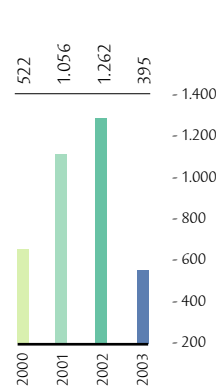
Na confiabilidade dos equipamentos e melhoria de sistemas de gestão, o investimento é de R\$ 113 milhões. A meta é implantar um sistema de gestão que tornará as práticas de segurança operacional e ambiental definitivamente integradas aos nossos processos de produção.

Em todo o país, intensificaram-se os processos de negociação para assinatura de termos de ajuste. Somente em melhorias nas instalações na Baía de Guanabara, estão sendo investidos R\$ 192 milhões, no maior acordo desse tipo já firmado no país. Cerca de 40 projetos estão ali em execução, incluindo o fechamento do sistema de refrigeração da Refinaria Duque de Caxias (Reduc).

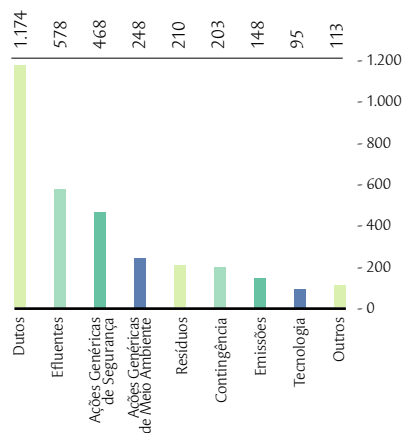
Nossas 35 unidades operacionais estão certificadas pelas normas ISO 14001 (meio ambiente) e BS 8800 ou OHSAS 18001 (segurança e saúde), o que é prova de excelência e motivo de orgulho. Detemos cerca de 10% de todas as certificações ambientais até hoje concedidas no país com base na norma ISO 14001 e somos também uma das primeiras empresas do setor petrolífero mundial a ter todas as suas unidades certificadas, envolvendo as atividades de *downstream*, *upstream*, engenharia e pesquisa.

Com o propósito de difundir e consolidar, dentro da Empresa, a cultura de segurança, meio ambiente e saúde, apoiamos a realização de uma série de seminários, nos quais se debateu, entre outros assuntos, nossa inserção no cenário das mudanças climáticas e do desenvolvimento sustentável. A Companhia também esteve representada nos principais eventos internacionais ligados a esses temas.

CARTERA DE PROJETOS - 2000 A 2003 | R\$ Milhões
Valor Total - R\$ 3,2 bilhões (78% Investimentos e 22% Operações)



CARTERA DE PROJETOS POR CATEGORIA | R\$ Milhões



Relacionamento com a sociedade

Ao longo de quase meio século, a Empresa vem desenvolvendo um leque de projetos sociais, que vão da educação ambiental nas cidades ao combate à malária na Amazônia – sem mencionar projetos como os de preservação da Mata Atlântica, das tartarugas marinhas (Tamar), das baleias jubarte e outros. Essa atuação foi intensificada em 2001, mediante a assinatura de diversos acordos com universidades, entidades não-governamentais e órgãos federais, estaduais e municipais.

Entre esses acordos, um dos mais importantes prevê a criação do banco de dados ambientais da Baía de Guanabara e o monitoramento de seu ecossistema. Trata-se de um inédito instrumento de preservação ecológica criado para a região, que será administrado em conjunto com a sociedade civil e as mais respeitadas instituições acadêmicas.

Na Baía de Guanabara, foi colocado mais de 1 milhão de larvas do caranguejo uçá – espécie nativa da região – nos manguezais próximos à Refinaria Duque de Caxias. Esse tipo de repovoamento é inédito no mundo. Também foi celebrado um convênio com a Marinha com o objetivo de disponibilizar métodos de análise para, em prazos cada vez menores, estabelecer a origem dos derramamentos de óleo na área.

Em São Paulo, um histórico convênio firmado com a Empresa Metropolitana de Águas e Esgotos começou a tornar realidade um antigo sonho dos paulistanos, que é ver despoluído o Rio Pinheiros, que corta a cidade. Em São Paulo, Maceió, Natal e Salvador, foi iniciado um amplo trabalho de conscientização com as populações que ocupam faixas de dutos da Companhia. Somente na área de Salvador, estamos recolocando 400 famílias em área adequada e segura.

Peixes-boi e tartarugas marinhas estão salvos da extinção. Mais de um milhão de larvas do caranguejo uçá foram colocadas na Baía de Guanabara.



Vazamentos

Durante praticamente todo o segundo semestre, não se registrou nenhum vazamento significativo de qualquer produto em nossas instalações fixas em todo o país, o que atesta a eficácia das medidas preventivas que vêm sendo tomadas. No período, a única ocorrência desse tipo foi o vazamento para a atmosfera, em 14 de julho, de 140 toneladas de catalisador da Refinaria Duque de Caxias (RJ), sem maiores consequências para o meio ambiente.

O outro caso de vazamento aconteceu fora de nossas instalações em 18 de novembro, quando o navio Norma colidiu com uma pedra, à saída do porto de Paranaguá, provocando o derramamento no mar de 400 metros cúbicos de nafta. Também nesse caso, devido ao alto grau de volatilidade do produto, os danos para o meio ambiente foram mínimos.

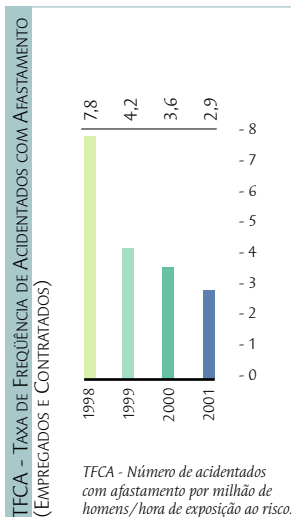
No primeiro semestre, em consequência de rompimento de dutos, ocorreram derrames de óleo em Morretes, no Paraná, e no condomínio Tamboré 2, em São Paulo, além do decorrente do afundamento da P-36, na Bacia de Campos. Nesses episódios, demonstramos maior capacidade de resposta a emergências, seja através da pronta interrupção de suas causas ou da imediata intervenção dos sistemas de contingência, reduzindo ao máximo seus efeitos.

Ainda assim, recebemos 13 multas por danos ambientais, sendo a maior delas, de R\$ 150 milhões, referente ao vazamento, em fevereiro, de 50 metros cúbicos de óleo na região de Morretes, no Paraná. Através de nosso Departamento Jurídico, recorremos dessa multa por entendermos que não houve, de nossa parte, nenhuma omissão ou negligência que justificasse sua aplicação. Em outros casos, também temos recorrido em função da duplicidade de autuação ou por discordarmos dos valores arbitrados.



Segurança do Trabalho

Vimos alcançando, sistematicamente, redução em nossas taxas de acidentes com afastamento (TFCA), fechando o ano com TFCA em 2,9 considerando empregados e contratados, tendência que se manteve mesmo com o acidente da P-36. Tem contribuído para isso, além do processo de certificação das unidades, uma maciça campanha de educação e conscientização, dirigida sobretudo à força de trabalho contratada, em que historicamente essas taxas são mais elevadas.



Cipa na Escola

Em Belém (PA), empregados da Petrobras transmitem a estudantes da rede pública noções de segurança úteis na escola e no dia-a-dia doméstico.

qualidade



Petrobras busca incessantemente a qualidade em todos os seus processos, produtos e serviços.

A Petrobras detém hoje 95 certificados de Sistemas da Qualidade ISO 9000, que garantem a qualidade dos produtos comercializados, dos processos e dos serviços prestados. São certificados mais de 90% dos processos da área do Abastecimento, abrangendo 95% dos produtos comercializados. Cada refinaria tem um certificado que engloba todos os processos, com exceção da Refinaria Duque de Caxias, que tem dois certificados: um para a produção de combustíveis e outro para os processos de fabricação de lubrificantes. Todos os terminais de abastecimento de navios também são certificados, assim como alguns processos da área de produção de petróleo.

Além disso, desenvolvemos o Programa Cliente Petrobras (Clip), que regula a atuação de nossas unidades nas atividades de conhecimento, relacionamento e atendimento aos clientes, visando à sua satisfação. Constam do Clip o Serviço de Atendimento ao Cliente (SAC), o Canal Cliente, para comércio eletrônico, e a realização de pesquisas de satisfação dos clientes.

Na BR Distribuidora, a qualidade dos produtos e serviços é assegurada no recebimento, no armazenamento e na entrega de combustíveis em terminais, bases, postos de serviços automotivos – o programa “De olho no combustível” – e no abastecimento de aeronaves. O atendimento aos pedidos dos clientes é padronizado e certificado nas três centrais (Rio de Janeiro, São Paulo e Salvador).

Sistema Integrado de Gestão

Em março de 2000, foi iniciado o projeto para a implantação do Sistema Integrado de Gestão do Sistema Petrobras, tendo como habilitador tecnológico o *software* R/3 da empresa SAP, utilizado pelas grandes empresas de petróleo do mundo. O novo *software* substituirá cerca de 70% dos sistemas atualmente utilizados.

Muito mais que a troca de sistemas de informação, esse projeto representa uma profunda transformação organizacional, que contribuirá para sustentar as metas de expansão e competitividade previstas no Plano Estratégico. Os investimentos estão estimados em US\$ 164 milhões, devendo viabilizar uma redução de custos de US\$ 670 milhões em cinco anos.

Parcela significativa dos melhores profissionais do Sistema Petrobras, nas diversas unidades de negócios, foi mobilizada no processo. Ferramentas modernas de treinamento à distância e presencial estão sendo utilizadas para capacitar cerca de 15 mil usuários finais.

Nossas unidades de negócios na Colômbia e na Bolívia já utilizam o SAP R/3 e, no primeiro semestre de 2002, a Petrobras Distribuidora também já estará operando com o novo sistema. O início da utilização pela Petrobras está previsto para o segundo semestre de 2002, juntamente com algumas subsidiárias, como Braspetro, Brasoil, Catléia, Alliance, Braspetro Oil Company – BOC e Petrobras Holanda.



Comunicação ponto a ponto garante continuidade operacional e padrões de segurança máxima



desempenho empresarial, riscos e estratégia

Capacidade de superar cenário econômico adverso reflete-se no lucro consolidado de R\$ 9,9 bilhões e na melhora na classificação concedida por agência de avaliação de risco.

EDUARDO RAPPEL, diretor da Onip
(Organização Nacional da Indústria do Petróleo)

“Com o fim do monopólio do petróleo, a Petrobras terá de se tornar ainda mais competitiva, adaptando-se aos novos tempos. Isso vai forçar a indústria nacional a melhorar sua performance no sentido de uma competitividade maior em preços e qualidade de produtos e serviços.”



desempenho empresarial



Petrobras é a primeira empresa brasileira a receber classificação de risco três níveis acima do soberano.

Com desempenho semelhante ao de 2000, quando registramos o maior lucro de nossa história (R\$ 9,9 bilhões), em 2001 obtivemos um lucro consolidado de R\$ 9,87 bilhões. Isto apesar de uma conjuntura econômica desfavorável, na qual o mercado de derivados caiu 1%, e o preço do petróleo no mercado internacional 14% (cotação do Brent) – acarretando uma queda de 32% no preço FOB do petróleo nacional exportado e de 12% no preço médio de realização (PMR) –, e de termos perdido nossa mais importante plataforma de produção de petróleo (P-36).

Isto foi possível porque conseguimos excelentes resultados operacionais. A produção de óleo e gás natural aumentou em 1%, a carga fresca processada em 4%, as exportações de derivados em 28% e as de petróleo em 206%. O custo de extração (*lifting cost*) foi reduzido em 7%, atingindo o valor de US\$ 6,55 por barril (com participação governamental), e o custo operacional de refino no país em 8%, com valor de US\$ 0,98 por barril.

A receita da Petrobras (Controladora), no Brasil, foi determinada pelo Preço Médio de Realização (PMR), de US\$ 30,33/bbl em 2001 e de US\$ 34,54/bbl em 2000, calculado por uma fórmula que refletiu o comportamento das cotações do petróleo no mercado internacional e da taxa de câmbio. As cotações de petróleo (WTI) atingiram a média de US\$ 26,02/bbl, com o pico (US\$ 29,56/bbl) nos meses de janeiro e fevereiro, a partir do momento em que começaram a cair, fechando o ano a US\$ 18,92/bbl. Porém, a desvalorização cambial mais do que compensou esta perda, com o PMR em reais evoluindo de R\$ 63,33/bbl em 2000 para R\$ 70,91/bbl em 2001, um aumento de 12%, enquanto em dólares o preço caiu 11,7%. Isto permitiu que a receita líquida atingisse R\$ 49,1 bilhões, 10% acima da registrada em 2000, de R\$ 44,6 bilhões, na Controladora.

Nesse cenário, a receita bruta atingiu R\$ 68 bilhões, superando em 19% o verificado em 2000, que já tinha sido o maior valor alcançado por uma companhia brasileira.

A manutenção dos elevados níveis de produção de óleo, líquido de gás natural (LGN) e condensado no Brasil foi determinante em nosso desempenho operacional. Em 27 de dezembro, atingimos nosso recorde mensal e histórico de 1.469 mil bpd e diário de 1.568 mil barris (bpd).

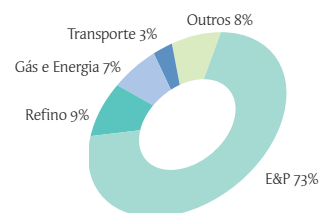
A média de 2001 no país foi de 1.336 mil bpd, 5% acima do verificado em 2000.

Esse desempenho permitiu que a Petrobras (Controladora) reduzisse em 40% as importações líquidas de óleo e derivados, na comparação com 2000.

O percentual de óleo nacional processado nas refinarias brasileiras passou de 75,3% para 76%, sendo que a carga processada atingiu 1.632 mil bpd, 4% acima do verificado em 2000.

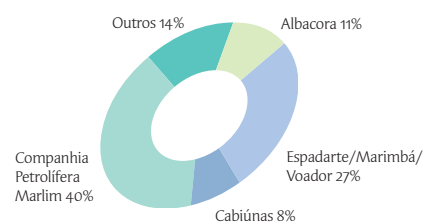
INVESTIMENTOS REALIZADOS EM 2001

(R\$ 9.943 milhões)



PROJETOS ESTRUTURADOS

(R\$ 1.358 milhões)





Projeto Tamar

A creche e a escola Finn Larsen, a 80 quilômetros de Salvador (BA), atendem a crianças que, certamente, estarão envolvidas com a preservação das tartarugas marinhas.

Apesar destes excelentes resultados operacionais, a margem bruta reduziu-se em 2 pontos percentuais, em razão do aumento dos custos médios unitários de vendas, influenciados, principalmente, pelo crescimento das participações governamentais, das participações de terceiros em consórcios e do aluguel de equipamentos de produção.

As despesas operacionais cresceram em relação a 2000, em função do acréscimo nas despesas com movimentação de produtos destinados à comercialização através de navios, terminais e dutos (R\$ 1.012 milhões, contra R\$ 645 milhões em 2000); pela despesa extraordinária com a perda da plataforma P-36 (R\$ 642 milhões); pelo aumento nas despesas gerais e administrativas (R\$ 1.234 milhões, contra R\$ 863 milhões em 2000), em função, principalmente dos ajustes nas Contas Petróleo e Álcool no valor de R\$ 441 milhões.

Parcela significativa dos gastos ligados ao meio ambiente destina-se ao Programa de Excelência em Gestão Ambiental e Segurança Operacional (Pégaso), que prevê desembolsos de investimentos da ordem de R\$ 3,2 bilhões até 2003. Ampliamos ainda mais nosso orçamento para Segurança Operacional, Meio Ambiente e Saúde, para aprofundar nosso objetivo de crescimento sustentado, procurando reduzir ao máximo qualquer agressão ao meio ambiente. Assim, durante o ano, aplicamos R\$ 1,4 bilhão no Programa Pégaso, sendo R\$ 812 milhões referentes a meio ambiente e R\$ 588 milhões a segurança. Além disso, por meio de outras ações, foram investidos em meio ambiente mais R\$ 293 milhões.

O percentual das despesas operacionais (antes do resultado financeiro e da equivalência patrimonial) em relação à receita líquida aumentou de 11%, em 2000, para 15%, em 2001. Com isso, o lucro operacional foi de R\$ 12.319 bilhões, o que representou uma queda de 13% em relação ao ano anterior.

Apesar do decréscimo do lucro operacional, o resultado das subsidiárias (US\$ 1 bilhão) foi satisfatório. Destaca-se o desempenho da Braspetro, que apresentou excelente resultado, devido, principalmente, à venda de ativos no exterior, como os da PBUK (Petrobras United Kingdom), e aos respectivos ganhos cambiais dessas subsidiárias.

Os resultados do ano nos permitiram manter o elevado nível de caixa, com o Ebitda (resultado da Controladora antes de despesas financeiras, impostos, depreciações e amortizações) atingindo R\$ 14,6 bilhões. A margem Ebitda foi de 30%, ante 37% no ano anterior, com redução de 7 pontos percentuais.

É preciso ressaltar o impacto relevante, em nosso fluxo de caixa, da Movimentação Líquida da Conta Petróleo com o ingresso de R\$ 2.764 milhões, o que ocasionou uma redução significativa no saldo devedor da Conta Petróleo. Estes resultados foram possíveis devido à política de reajustes de preços ao consumidor autorizados pelo governo.

Durante o ano, conseguimos reduzir ainda mais nossa dívida de curto prazo, alongando os prazos de captação de forma a obter uma estrutura de capital mais compatível com o tempo de retorno de nossos projetos. O endividamento de curto prazo do Sistema Petrobras foi reduzido em cerca de US\$ 800 milhões, enquanto o custo médio ponderado dessas captações caiu 28%. Embora nosso endividamento total tenha se reduzido em 8%, a dívida líquida foi reduzida em 75% ao longo do ano.

A liquidez aumentou durante o ano como resultado da forte geração de caixa. Os recursos foram aplicados em fundos exclusivos, cuja carteira é parcialmente composta com títulos públicos federais indexados ao dólar (cerca de 25% em média ao longo do ano). Dessa forma, foi possível obter proteção do caixa contra a desvalorização do real.

Com o nível do caixa bastante confortável, nossa estratégia de captação foi direcionada a aproveitar oportunidades de mercado que conduzissem ao alongamento do prazo médio de contratação e redução de custos.

Em julho, a agência internacional de *rating* Moody's atribuiu à Petrobras o grau de risco Baa1 (*investment grade*), em moeda local. Essa classificação constituiu um importante passo para a redução dos custos de captação, ao permitir pela primeira vez que, com suporte de um seguro de risco político, um emissor brasileiro lançasse títulos no mercado internacional de capitais a custos substancialmente abaixo do nível praticado pela República para emissões similares.

Através desse mecanismo foram efetuadas duas emissões da Petrobras International Finance – Pifco nos valores de US\$ 450 e US\$ 600 milhões, pelos prazos de sete e dez anos, respectivamente. As emissões receberam o prêmio de operação do ano, concedido por duas conceituadas publicações do mercado financeiro: *IFR* e *Latin Finance*.

Em setembro, inovamos outra vez ao obtermos da Moody's a classificação Ba1 em moeda estrangeira – três níveis acima do risco soberano e apenas um abaixo do *investment grade*. Nessa decisão, a Moody's reconheceu a robustez de nossa estratégia, a relevância de nossos ativos, receitas e reservas de petróleo e gás, a importância da integração de nossas operações e a efetiva dolarização de nossas receitas.

Em dezembro, foi concluída uma operação de pré-pagamento de exportações de *bunker* e óleo combustível no valor de US\$ 750 milhões. A emissão é parte de um programa de US\$ 1,5 bilhão e foi colocada no mercado internacional de capitais através de três séries de notas com um prazo médio entre seis e oito anos ao custo de Libor + 0,90% ao ano na parte variável e 6,80% ao ano na parte fixa. Essa foi a emissão de custo mais baixo da Companhia no mercado internacional de capitais.

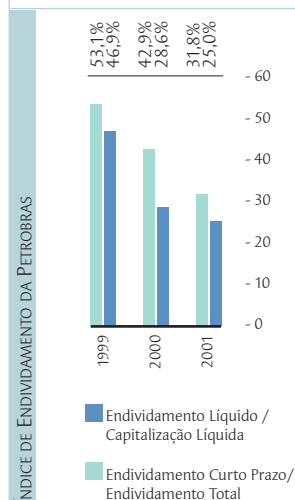
Foram concluídas ainda duas operações de venda e afretamento de quatro plataformas, que irão propiciar para o próximo ano recursos da ordem de US\$ 680 milhões para investimentos da Companhia, cujas características atendem aos objetivos de alongamento de prazo e redução de custo.

Em dezembro, contratamos uma importante operação de troca de títulos (NTN-Ps por NTN-Bs) com o Tesouro, no valor de R\$ 8 bilhões. Os títulos entregues (NTN-Ps) foram originalmente recebidos pela Petroquisa e Gaspetro como resultado de suas participações acionárias em empresas privatizadas pela União e não tinham qualquer liquidez. Os novos títulos (NTN-Bs) poderão ser livremente comercializados no mercado e apresentam um perfil de remuneração e prazo que são do interesse dos fundos de pensão, o que nos permitirá utilizar a totalidade desses títulos no pagamento de compromissos futuros com a Petros. A troca desses títulos, que já vinha sendo aguardada pelo mercado, fortalece a confiança dos investidores na gestão da Companhia, criando condições para a conquista do *investment grade*.

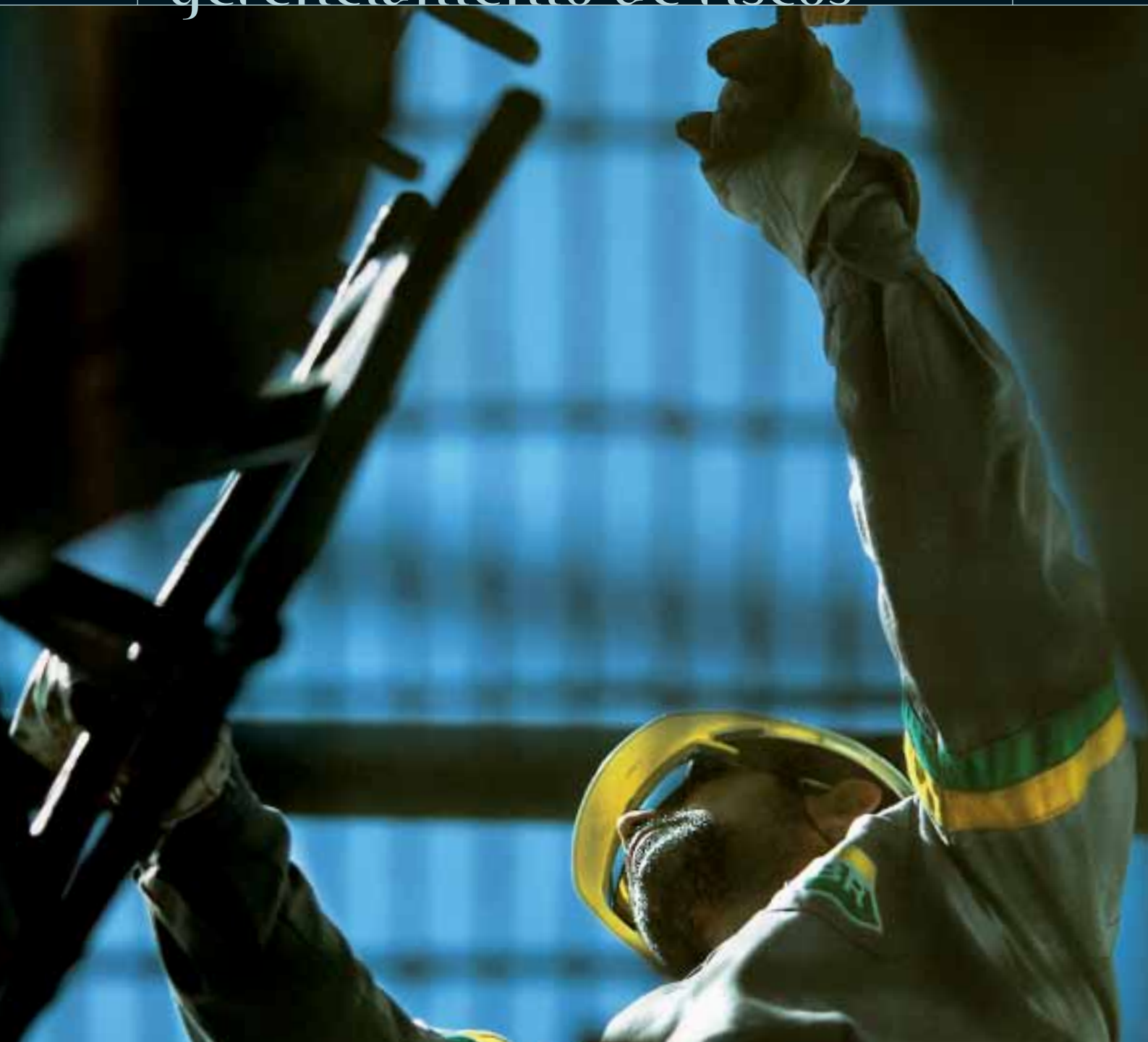
BALANÇO DA PETROBRAS

R\$ MILHÕES	2001	2000	1999
Caixas e aplicações financeiras	17.108	11.391	5.394
Endividamento de curto prazo	8.520	9.188	11.093
Endividamento de longo prazo	18.241	12.211	9.809
Endividamento total	26.761	21.399	20.902
Endividamento líquido ⁽¹⁾	9.653	10.008	15.508
Patrimônio líquido	28.967	24.945	17.564
Capitalização total	55.728	46.344	38.466
Endividamento líquido/ Capitalização líquida	25,0%	28,6%	46,9%

(1) Inclui Project Finance



gerenciamento de riscos



Metodologia Valor em Risco foi disseminada
na avaliação de investimentos e portfólio.

A atividade de gerenciamento de riscos de mercado foi caracterizada em 2001 pela consolidação dos conhecimentos sobre o modelo estatístico baseado na metodologia de Valor em Risco (*Value at Risk* ou VaR), implantado no ano anterior. Esses conceitos foram aprimorados e disseminados na Companhia, que passou a utilizar essa ferramenta na avaliação de novos investimentos e do portfólio existente.

A avaliação pelo VaR possibilita consolidar os riscos de diversos fatores (juros, câmbio e *commodities*) numa medida comum e de forma integrada para todas as atividades. Assim, passamos a dispor de uma avaliação mais precisa sobre os impactos da variação das condições de mercado em nosso resultado e as alternativas para reduzir esses riscos.

Completo-se a incorporação dos fluxos financeiros das subsidiárias e a reorganização dos dados de entrada do sistema, conforme a definição das unidades de negócio. Dessa forma, tornou-se possível avaliar o risco de mercado isolado para cada negócio ou empresa do Grupo, além de se efetuar uma análise consolidada da Companhia.

Além do VaR, as avaliações de risco consideram os efeitos resultantes de cenários com alterações intensas dos fatores que influenciam o desempenho financeiro da Petrobras (*stress testing*). Os cenários utilizados nas análises são validados por consultores especializados.

Preços e análises de certas exposições individuais da Companhia

Parcela substancial de nossa receita é obtida no mercado brasileiro, com a venda, em reais, de derivados de petróleo. Entretanto, o avanço do processo de desregulamentação do setor petróleo e a estreita relação com o mercado internacional determinam que parte expressiva de nossos produtos acompanhe os preços internacionais dos derivados de petróleo. Sendo assim, as variações na taxa de câmbio são compensadas considerando-se a defasagem de um mês em relação ao mercado, tanto para os derivados com preços regulados quanto para aqueles com preços liberados.

Em conseqüência dessa política de preços:

- Parte considerável de nosso fluxo de caixa operacional futuro encontra-se fortemente atrelada ao dólar;
- Apesar de a maior parte de nossa dívida ser denominada em dólares, uma desvalorização do real em relação ao dólar norte-americano tem impacto relevante apenas no curto prazo, uma vez que nosso fluxo operacional – que tem vinculação bastante forte com a variação do dólar – colabora para amortecer o risco cambial;
- Fica significativamente reduzido o risco de flutuações no câmbio e no preço das importações de petróleo e derivados para o atendimento do mercado doméstico.



Casa Comunidade (PR)

As casas Petrobras oferecem cursos, palestras e atividades culturais à comunidade de Araucárias, Guajuvira e Balsa Nova, no Paraná.

Risco de preço de commodities

Nossa política de gerenciamento do risco de preço de petróleo e derivados consiste basicamente em proteger posições específicas do fluxo comercial de curto prazo (no máximo seis meses). Nos *hedges* de *commodities*, são utilizados contratos futuros, *swaps* e opções. No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2001, as operações de *hedge* corresponderam a 13% do volume total comercializado no mercado externo pela Companhia.

Risco de taxa de câmbio

Em 2001, não foram realizadas operações com derivativos para proteção de risco de variação de taxa de câmbio. Seguem em aberto as operações realizadas em 2000, por meio de opções, para limitar a flutuação, em dólares norte-americanos, de aproximadamente US\$ 500 milhões de dívidas de longo prazo contraídas em ienes japoneses, libras italianas e xelins austríacos. Além disso, a aplicação de cerca de US\$ 1,8 bilhão do caixa em papéis dolarizados contribuiu para a redução do risco cambial da Companhia.

Em 31 de dezembro de 2001, o VaR das posições de derivativos da dívida, com grau de confiança de 95% e prazo de um mês, era de US\$ 13,8 milhões.

Risco de taxa de juros

Aproximadamente 60% da dívida da Petrobras foi constituída em taxa flutuante de juros. A maior parte da dívida em moeda estrangeira com taxa flutuante de juros varia com a taxa interbancária de Londres (Libor), enquanto a principal referência para as dívidas contraídas em reais é a Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), fixada pelo Banco Central do Brasil.

Um aumento médio de 1% nas taxas de juros anuais em 31 de dezembro de 2001 poderia elevar o custo sobre a dívida existente em cerca de US\$ 70 milhões (antes de impostos) em 2002. Esse valor foi calculado sem considerar mudanças em outros indicadores relacionados a juros ou os rendimentos adicionais das aplicações.

Uso de derivativos

A Petrobras não utiliza derivativos para fins comerciais ou especulativos. Qualquer operação com derivativos é aprovada pela Diretoria Executiva e tem a finalidade de proteger posições reais da Companhia e reduzir a incerteza dos resultados dessas posições. Assim, as variações do valor de mercado dos derivativos negociados são normalmente compensadas pelas alterações do ativo, obrigação ou transação que se deseja proteger. Além disso, a Empresa negocia derivativos convencionais e líquidos apenas em bolsas de mercados futuros tradicionais ou com grandes instituições financeiras.

Toda a atividade de negociação de derivativos da Petrobras (derivativos financeiros e de *commodities*) é realizada por equipes integradas por especialistas com ampla experiência na área.

Seguros

A Petrobras tem por filosofia básica contratar seguro para os riscos que possam comprometer seu equilíbrio econômico-financeiro. Além disso, contrata os seguros obrigatórios, decorrentes de disposições legais ou contratuais.

Não são segurados os riscos relativos aos bens economicamente inexpressivos. Certos riscos não possuem cobertura em decorrência de análises técnicas, nas quais são considerados, entre outros, o custo do prêmio, o dano máximo provável e a sinistralidade.

As instalações, inclusive refinarias e plataformas, estão cobertas por apólices de Incêndio Vultoso/Riscos Operacionais e Riscos de Petróleo, num valor segurado que supera US\$ 20 bilhões. A movimentação de cargas, nacional e internacional, está coberta por apólices de transporte, e a frota de embarcações, por uma apólice de casco e máquinas. A responsabilidade civil e os riscos ambientais estão garantidos por várias apólices, com limites segurados calculados por metodologia específica.

A avaliação dos ativos para fins de seguros é feita com base no custo de reposição, calculado pela Petrobras e por sociedades classificadoras, conforme o caso. Para a determinação dos valores em risco, desenvolvemos o programa "Dano Máximo Provável-Sinistro (DAMP-SIN)", que simula o raio de impacto de determinado sinistro nas instalações das unidades operacionais e calcula o possível dano potencial causado.

O ano de 2001 ficou marcado pelo acidente e subsequente afundamento da plataforma P-36, em 20 de março, com a perda de 11 colegas de trabalho. A indenização, de US\$ 496,75 milhões, foi paga em tempo recorde. O prejuízo da P-36, somado à tendência altista do mercado segurador/ressegurador, afetou a renovação do seguro de Riscos de Petróleo e Incêndio Vultoso/Riscos Operacionais, ocorrida apenas 15 dias após o acidente. Em termos anuais, a taxa paga teve uma alta de quase 360% em comparação com o período anterior.

Para a Petrobras, é de importância fundamental o entendimento e monitoramento, por todo o mercado segurador, da qualidade e da gestão do risco da Empresa. Nesse contexto, nossas instalações são inspecionadas regularmente por empresas independentes de avaliação. Após cada inspeção, é feita uma série de recomendações que visam à melhoria do risco da unidade inspecionada.

Essas recomendações são analisadas e podem ser integradas ao Programa de Excelência em Gestão Ambiental e Segurança Operacional (Pégaso), que prevê investimentos de US\$ 1,3 bilhão até 2005 para adequar a Empresa aos padrões internacionais de Saúde, Meio Ambiente e Segurança.

As análises e o acompanhamento do atendimento das recomendações das auditorias de risco, bem como a evolução do programa Pégaso e todas as nossas ações na área de Segurança Operacional, Meio Ambiente e Saúde são sistematicamente repassados ao mercado segurador.



Projeto Coari

Centenas de jovens e adultos que moram na área de influência do campo de Urucu, no Amazonas, aprendem as primeiras letras graças ao programa Alfabetização Solidária, realizado pela Petrobras.

estratégia



Revisão do Plano reafirma a Missão
e as linhas mestras da Visão 2010.

A atualização do Plano Estratégico do Sistema Petrobras, finalizada em outubro de 2001, reafirma a Missão e as linhas mestras da Visão 2010. São mantidas as estratégias de liderança no mercado brasileiro de petróleo, derivados e gás natural, de consolidação como empresa de energia e de expansão seletiva da atuação internacional.

As metas projetadas continuam incorporando a atenção dada pela Companhia para proteger suas participações nos vários mercados em que opera e ampliar o foco na valorização dos investimentos realizados por seus acionistas.

Posicionamento Estratégico

A consolidação da nova estrutura organizacional, implantada em outubro de 2000, possibilitou reforçar o posicionamento estratégico da Companhia, tornando ainda mais precisas as estratégias corporativas:

Consolidar vantagens competitivas no mercado doméstico de petróleo e derivados

- Expandir reservas e produção;
- Liderar a atividade *offshore* em águas profundas e ultraprofundas;
- Manter a liderança no mercado brasileiro de derivados;
- Privilegiar a atuação integrada e a capacitação logística;
- Elevar os padrões de qualidade de produtos e serviços;
- Investir em tecnologia de processamento de óleo pesado.

Liderar o mercado brasileiro de gás natural e atuar de forma integrada no mercado de energia elétrica

- Promover o desenvolvimento do mercado doméstico de gás natural;
- Desenvolver o mercado de gás natural interruptível;
- Conquistar liderança na distribuição de gás natural;
- Consolidar posição no mercado doméstico de energia elétrica;
- Fortalecer a capacidade de comercialização de gás natural e energia;
- Desenvolver o mercado de soluções alternativas de energia.

Expandir a atuação internacional

- Concentrar esforços de E&P prioritariamente na América Latina, Golfo do México e Oeste da África;
- Adquirir reservas dando prioridade às áreas-foco;



Manquezarte

Os artesãos da Cooperativa Manquezarte, apoiada pela Petrobras, reaproveitam materiais encontrados na Baía de Guanabara para fazer roupas e bonecos.

- Atuar em refino, *marketing* e distribuição, de forma a integrar mercados da América do Sul;
- Garantir capacidade de refino nos Estados Unidos e Caribe;
- Posicionar-se como um dos principais atores no mercado de gás natural do Cone Sul.

As principais metas corporativas para 2005 são as seguintes:

- Produzir 2,57 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe/d), dos quais 2,27 milhões boe/d serão produzidos no país e 0,30 milhão boe/d no exterior;
- A carga processada deverá ser de 2,06 milhões de barris de petróleo por dia, sendo 1,80 milhão no país e 0,26 milhão no exterior;
- Perseguir melhorias de produtividade, reduzindo o custo de extração (*lifting cost*) para US\$ 2,80/boe (no país e no exterior) e o custo de refino para US\$ 0,85/bbl (no país). Buscar um Retorno sobre o Capital Empregado (Roce) mínimo de 14%, considerando-se um cenário de US\$ 15/bbl para o Brent;
- A alavancagem financeira – relação dívida líquida/(dívida líquida + patrimônio líquido) – deverá ficar entre 25% e 35%;
- A taxa de frequência de acidentados com afastamento deverá ser de 1,5 por milhão de homens-hora de exposição ao risco (TFCA), para empregados próprios e contratados.

Continuaremos orientando a realização de nossos objetivos estratégicos e metas por um conjunto de políticas corporativas:

Atuação corporativa

- Avaliar o desempenho empresarial das unidades de negócio utilizando um sistema de responsabilização e conseqüências;
- Exercer uma ação pró-ativa junto aos órgãos reguladores;
- Integrar nossos sistemas de logística com os de nossas subsidiárias e clientes, possibilitando a redução de custos e ganhos de participação no mercado;
- Adotar práticas de *e-business*, visando à redução de custos e à elevação da eficiência em toda a Companhia;
- Promover o fortalecimento das competências tecnológicas para a redução de custos.

Disciplina de capital

- Gerir os negócios com indicadores de Retorno sobre Capital Empregado (Roce);
- Avaliar sistematicamente e de forma integrada a carteira de projetos do Sistema Petrobras;
- Gerenciar de forma integrada os riscos de mercado, tanto para projetos, quanto para *trading*, exposições financeiras e aquisições.

Desenvolvimento de novos negócios

- Utilizar parcerias como instrumento de alavancagem de posição de mercado, diluição de riscos e atração de investimentos para a viabilização de projetos;
- Aproveitar os ativos existentes para ampliar os negócios.

Recursos humanos

- Preservar e aprimorar as competências técnicas;
- Mobilizar talentos e desenvolver competências;
- Adequar efetivos às estratégias e objetivos do negócio;
- Promover práticas de gestão que fortaleçam a motivação, a satisfação e o comprometimento dos empregados;
- Promover uma cultura empresarial que enfatize os resultados de equipe e individuais;
- Adequar as práticas de terceirização, de forma a promover a contínua melhoria da atuação das empresas contratadas.

Segurança Operacional, Meio Ambiente e Saúde (SMS)

- Educar, capacitar e conscientizar os empregados para questões de SMS, envolvendo também fornecedores e parceiros;
- Adotar, nos sistemas corporativos de conseqüência e reconhecimento, a contribuição para a melhoria do desempenho de SMS;
- Atuar de forma preventiva na proteção do ser humano e do meio ambiente, mediante identificação e monitoramento de riscos operacionais;
- Manter-se permanentemente preparada para emergências e atuar para mitigar os impactos delas decorrentes;
- Atuar no gerenciamento dos impactos ambientais e sociais de nossas atividades.

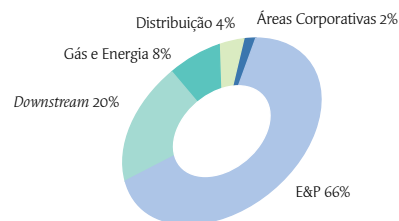
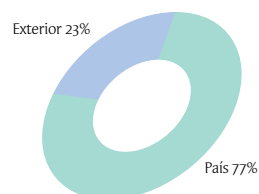
Investimentos

Para dar suporte aos negócios do Sistema Petrobras, estão programados investimentos de US\$ 31,7 bilhões, no período 2001-2005. Desse total, US\$ 7,3 bilhões deverão ser destinados ao exterior, para atender à aquisição de reservas, à produção de óleo e gás natural, ao refino e à distribuição de combustíveis.

A origem desses investimentos distribui-se em US\$ 28,1 bilhões, obtidos mediante recursos próprios mais financiamentos convencionais, correspondendo a 89% do total, e US\$ 3,6 bilhões na modalidade de *project finance*, equivalendo a 11% do total.



INVESTIMENTOS 2001 – 2005 | US\$ 31,7 bilhões



Manifold do Campo Roncador (RJ)



mercado de Capitais

Ações preferenciais valorizam-se 11,73% no ano e, apesar da volatilidade do mercado, oferta pública de 41 milhões de títulos registra recorde de 21 dias no tempo de colocação.

KURT SCHNEIBER, diretor de ADRs do Citibank

“Em nome do Citibank, o banco responsável pelo programa de lançamentos de ações ADR da Petrobras nos Estados Unidos, só posso aplaudir os esforços da empresa brasileira no sentido de manter uma constante comunicação com os investidores norte-americanos.”



Uma conjunção inédita de fatores que levaram o mercado de capitais mundial – e, em particular, as bolsas de valores – a uma extrema volatilidade frustrou as expectativas de crescimento da economia brasileira em 4,5% e de uma inflação de 6%, intervalo da meta estabelecida pelo Banco Central.

A conjuntura externa – que já vinha refletindo a redução do nível de atividade da economia norte-americana, o agravamento da crise econômica na Argentina e a queda no preço do petróleo – teve seu desempenho diretamente afetado pelos ataques terroristas de 11 de setembro. A perplexidade e o medo afetaram segmentos importantes da economia mundial, como turismo e aviação. Para estimular a atividade econômica, o governo dos Estados Unidos promoveu redução na taxa de juros e nos impostos e ampliou os gastos públicos. Essas medidas, entretanto, não foram suficientes para reverter a tendência de deterioração dos mercados.

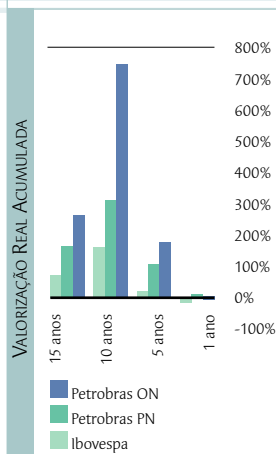
Esse cenário desfavorável, aliado ao clima de incerteza provocado pelo racionamento de energia no Brasil, à antecipação da influência das pesquisas eleitorais nas expectativas e à desvalorização cambial, também resultou em fraco desempenho do mercado acionário brasileiro. A Bolsa de Valores de São Paulo encerrou o ano com uma desvalorização de 11,02%, e os índices Dow Jones e Nasdaq registraram recuos de 7,10% e 21,05%, respectivamente.

Apesar do excelente resultado operacional obtido no ano e dos sólidos fundamentos que dão sustentação à Empresa, esse quadro adverso se refletiu na valorização das ações e dos ADRs da Companhia.

VALORIZAÇÃO NOMINAL	
Título/Índice	%
Petrobras ON	8,23
Petrobras PN	11,73
ADR – Nível III (ON)	-7,72
ADR – Nível III (PN)	-3,89
Ibovespa	-11,02
Dow Jones	-7,10
Nasdaq	-21,05

INDICADORES DAS AÇÕES E ADRs DA PETROBRAS					
		ON	PN	ADR NÍVEL III ON	ADR NÍVEL III PN
Cotação de fechamento em	28/12/2001	R\$ 52,49	R\$ 51,15	US\$ 23,3	US\$ 22,23
	30/12/2000	R\$ 48,50	R\$ 45,78	US\$ 25,25	US\$ 23,125
Volume médio diário (*)	2001	6,72	20,32	20,45	23,42
	2000	11,60	49,10	1,40	0,90
Cotação média	2001	R\$ 56,16	R\$ 52,96	US\$ 24,30	US\$ 22,89
	2000	R\$ 46,79	R\$ 48,04	US\$ 28,63	US\$ 26,25
Nº médio de negócios diários	2001	226	627	–	–
	2000	99	512	–	–
Participação no Ibovespa	2001	2,821%	8,860%	–	–
	2000	3,094%	9,738%	–	–

(*) Os volumes médios diários das ações ON e PN estão expressos em R\$ milhões, e do ADR em US\$ milhões.



Valorização Real	DEZ/86 A DEZ/01	DEZ/91 A DEZ/01	DEZ/96 A DEZ/01	DEZ/00 A DEZ/01
	15 anos	10 anos	5 anos	1 ano
Petrobras ON	264,3% ou 9,0% a.a.	750,9% ou 23,9% a.a.	180,0% ou 22,9% a.a.	-2,0%
Petrobras PN	166,0% ou 6,7% a.a.	313,4% ou 15,2% a.a.	108,8% ou 15,9% a.a.	1,2%
Ibovespa	73,2% ou 3,7% a.a.	165,5% ou 10,3% a.a.	21,3% ou 3,9% a.a.	-19,4%

Como deflator foi utilizado o IGP-DI.

FMP – FGTS Petrobras

Os cotistas que optaram por manter as ações da Petrobras como parte de sua carteira do Fundo de Garantia por Tempo de Serviço (FGTS) obtiveram excelente rentabilidade. Desde agosto de 2000, quando foi realizada a operação de venda das ações ordinárias, até o encerramento do exercício de 2001, as ações valorizaram-se 52,3% (não incluindo os dividendos), ante um rendimento de 7,0% creditado aos saldos do FGTS, que são remunerados pela Taxa Referencial de Juros (TR) mais 3% ao ano.

Oferta pública com venda de ações preferenciais

Apesar da grande volatilidade do mercado, em 19 de julho o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) realizou uma oferta pública de 41 milhões de ações preferenciais. O tempo de colocação – 21 dias – foi recorde na América Latina, com o volume financeiro atingindo US\$ 807,0 milhões. A demanda pelos papéis superou em 1,74 vez a oferta, com 50% das ordens de compra provenientes de novos investidores, sendo que 80% das ações foram adquiridas por investidores internacionais. Além disso, 50% da oferta foi absorvido por investidores globais, não dedicados ao setor de energia/petróleo ou América Latina. Com isso, o *free float* (parcela de ações disponível para negociação em bolsa de valores) aumentou para 59,3% do capital social.

OFERTA GLOBAL – AUMENTO DO *FREE FLOAT*

Ações	Julho/00	Junho/01	Julho/01
Governo	60,9%	44,4%	40,7%
Brasil	18,7%	22,9%	23,2%
Estrangeiros	20,4%	32,7%	36,0%
Free Float	39,1%	55,6%	59,3%

ALOCAÇÃO FINAL – OFERTA GLOBAL

Alocação	Quantidade de ações	(%)
Brasil	8.000.000	19,3
Institucional	6.460.226	15,6
Varejo	1.539.774	3,7
Internacional	33.381.826	80,7
Institucional	31.129.000	75,3
Varejo	2.252.826	5,4
Total	41.381.826	100,0

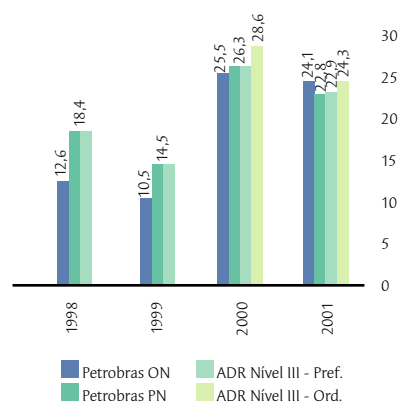
Programa de ADRs

Para a concretização da oferta pública de ações preferenciais, foi modificada de nível II para III a categoria do programa de *American Depositary Receipts* (ADRs). O objetivo foi atender aos requerimentos do órgão regulador do mercado de ações norte-americano, a Securities and Exchange Commission (SEC), conferindo maior credibilidade e visibilidade à operação.

O programa de ADRs está plenamente consolidado e apresenta excelente desempenho, tanto na rentabilidade quanto no volume negociado, chegando a média diária de transações a 841.684 de ações ordinárias e 537.892 de preferenciais. No final de 2001, havia um saldo de 143.989.548 ADRs nível III para ações ON e 153.843.616 para PN, correspondendo a um valor de mercado de US\$ 6,8 bilhões.

Os ADRs já representam parcela significativa do capital social da Empresa, com 22,7% do capital votante e 34,0% das ações preferenciais.

PREÇO MÉDIO DAS AÇÕES | (Em US\$)



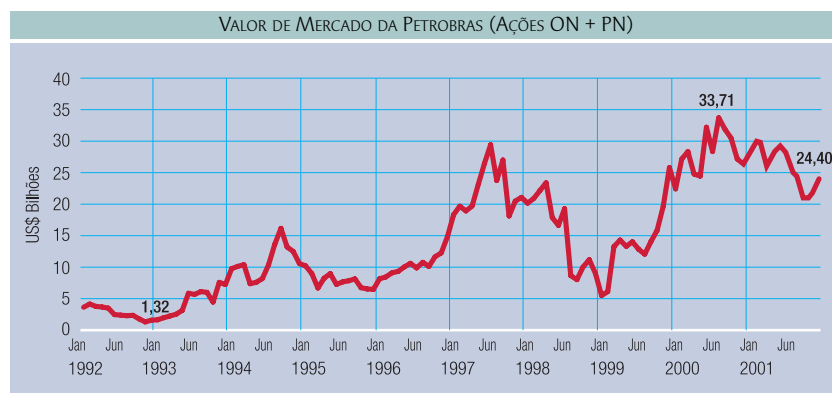
OFERTA DE AÇÕES ATRAVÉS DE PROGRAMAS DE ADR MAIS ATIVOS EM 2001 PELO VALOR DA CAPTAÇÃO DE RECURSOS					
Ranking	Companhia	País	Bolsa de Valores	Data da Emissão	Valor em US\$
1	Korea Telecom Corporation	Coréia	NYSE	02/07/01	2,242,287,304
2	Hynix Semiconductor Inc.	Coréia	PORTAL	21/06/01	1,249,980,000
3	Embraer	Brasil	NYSE	19/06/01	674,999,997
4	Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras	Brasil	NYSE	24/07/01	650,945,607
5	CNOOC Limited	Hong Kong	NYSE	20/02/01	467,359,508
6	Abbey National PLC	U.K.	NYSE	08/11/01	450,000,000
7	Royal Bank of Scotland	U.K.	NYSE	05/06/01	400,000,000
8	Korea Tobacco & Ginseng Corporation	Coréia	PORTAL	24/10/01	309,174,000
9	Converium Holdings AG	Suíça	NYSE	11/12/01	192,001,179
10	Sunplus Technology Co.	Tailândia	PORTAL	03/08/01	191,400,000

PROGRAMAS DE ADR MAIS ATIVOS DA AMÉRICA LATINA EM 2001 VOLUME EM US\$ BILHÕES				
Ranking	Companhia	País	Volume em US\$	Preço médio em US\$
1	Tel.de México (Telmex)	México	18.4	33.66
2	Telebras RCTB	Brasil	7.4	46.37
3	America Movil	México	6.9	17.80
4	Televisa	México	6.3	38.85
5	Telemar	Brasil	5.4	15.54
6	Petrobras (*)	Brasil	5.1	22.89
7	Cemex S.A	México	3.1	23.74
8	Embraer	Brasil	2.8	31.68
9	Telesp Cel.Part	Brasil	2.5	14.64
10	Grupo Fin.Galicia	Argentina	2.1	12.00

(*) Cotação média do programa de ADR nível III das ações preferenciais.

Valor de mercado

A desvalorização cambial afetou diretamente o valor de mercado da Companhia referenciado em dólares, que atingiu US\$ 24,4 bilhões no encerramento do ano, uma redução de 7,2% ante dezembro de 2000.



glossário



Terminologia Operacional

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (ANP) – Órgão regulador do setor de petróleo e gás natural no Brasil.

ÂNCORA TORPEDO – Tipo de âncora com formato de uma estaca de aço que é utilizada para ancoragem de linhas, *risers* e navios. É lançada de um barco de apoio e por peso próprio chega ao fundo do mar. Já foi testada e aprovada para solos argilosos e espera-se poder utilizá-la para solos arenosos não compactados. A Petrobras detém a patente para o projeto, e seu custo é bem menor do que o das âncoras convencionais.

AVALIAÇÃO 90° – Metodologia de avaliação de competências que contempla a auto-avaliação, a avaliação do gerente imediato e de clientes internos.

AVALIAÇÃO 360° – Metodologia de avaliação de competências que abrange a auto-avaliação, a avaliação do gerente imediato, de clientes internos, gerente de mesmo nível hierárquico e equipe de trabalho.

BLOCO – Pequena parte de uma bacia sedimentar onde são desenvolvidas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

BUNKER – Combustível para abastecer navios.

BUSINESS TO BUSINESS – Negócios entre empresas que vendem produtos ou prestam serviços a outras.

CAMPO – Área produtora de petróleo ou gás natural a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção.

CARGA PROCESSADA – Volume total processado numa refinaria.

CATALISADOR – Substância que acelera ou retarda uma reação química, mas que não sofre no processo nenhuma alteração química permanente.

CATENÁRIA – Curva plana assumida por um fio suspenso sob a ação única de seu próprio peso.

CO-GERAÇÃO – Geração simultânea de eletricidade e energia térmica (calor/vapor de processo), por meio do uso sequencial e eficiente de quantidades de energia de uma mesma fonte. Aumenta a eficiência térmica do sistema termodinâmico como um todo.

COMPLETAÇÃO DE POÇOS – Ao completar o poço para a produção, é preciso revesti-lo com tubos de aço. Coloca-se em torno dele uma camada de cimento, para impedir a penetração de fluidos indesejáveis e o desmoronamento de suas paredes. A operação seguinte é o canhoneio: um canhão especial desce pelo interior do revestimento e, acionado da superfície, provoca perfurações no aço e no cimento, abrindo furos nas zonas portadoras de óleo ou gás, permitindo o

escoamento desses fluidos para o interior do poço. Outra tubulação, de menor diâmetro (coluna de produção), é introduzida no poço para conduzir os fluidos até a superfície. Instala-se na boca do poço um conjunto de válvulas conhecido como “árvore-de-natal”, para controlar a produção.

CONDENSADO – Líquido do gás natural, obtido no processo de separação normal de campo, que é mantido na fase líquida nas condições normais de pressão e temperatura.

COQUE DE FCC – Produto que se deposita na superfície dos órgãos de catalisador, resultante da degradação do gasóleo nas Unidades de Craqueamento Catalítico. É queimado no processo de regeneração contínua do catalisador, fornecendo energia para o aquecimento de carga e para a geração de vapor.

COQUE DE PETRÓLEO – Produto sólido, negro e brilhante obtido por craqueamento dos resíduos pesados (coqueamento). Queima sem deixar cinzas.

DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL – Aquele capaz de suprir as necessidades da geração atual sem comprometer a capacidade de atender as necessidades das futuras gerações.

DOWNSTREAM – Atividades de refino do petróleo bruto, tratamento do gás natural, transporte e comercialização/distribuição de derivados.

e-COMMERCE – Comércio caracterizado pela troca de *bits*, em que as transações são feitas eletronicamente. O relacionamento é digital e, portanto, virtual. Os produtos ou serviços utilizam uma mídia digital, a multimídia, e os principais veículos deste comércio são: CD-ROM, quiosques, BBS e internet. Também conhecido como comércio virtual ou comércio eletrônico.

ENGINEERING, PROCUREMENT AND CONSTRUCTION (EPC) – Planeja, compra e constrói.

E&P – Exploração e produção de petróleo e gás natural.

e-PROCUREMENT – Negociação e compra eletrônica de produtos e serviços.

ETENO OU ETILENO – Produto petroquímico básico da família das olefinas leves (C₂H₄), produzido a partir da nafta ou etano.

EXTREMIDADES DE DUTOS – Um duto é composto de uma extremidade e várias saídas.

FARM-IN – Processo de aquisição parcial ou total dos direitos de concessão detidos por outra empresa. Numa mesma negociação, a empresa que está adquirindo os direitos de concessão está em processo de *farm-in*, e a empresa que está vendendo direitos de concessão está em processo de *farm-out*.

FLOATING, PRODUCTION, STORAGE & OFFLOADING (FPSO) – Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência de petróleo, construída a partir de um navio.

FLOATING, STORAGE & OFFLOADING (FSO) – Unidade Flutuante de Armazenamento e Transferência de petróleo, construída a partir de um navio.



GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO (GLP) – Mistura de hidrocarbonetos com alta pressão de vapor, obtida do gás natural em unidades de processo especiais, que é mantida na fase líquida em condições especiais de armazenamento na superfície.

GÁS NATURAL – Todo hidrocarboneto ou mistura de hidrocarbonetos que permaneça em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou de gás, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros.

GÁS NATURAL LIQUEFEITO (GNL) – Gás natural resfriado a temperaturas inferiores a 160 °C para fins de transferência e estocagem como líquido.

GASOLINA NATURAL – Líquido do gás natural cuja pressão de vapor é um meio-termo entre a do condensado e a do gás liquefeito de petróleo, e que é obtido por um processo de compressão, destilação e absorção.

GRAU API DO AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (° API) – Forma de expressar a densidade relativa de um óleo ou derivado. A escala API, medida em graus, varia inversamente à densidade relativa, isto é, quanto maior a densidade relativa, menor o grau API. O grau API é maior quando o petróleo é mais leve. Petróleos com grau API maior que 30 são considerados leves; entre 22° e 30° API, são médios; abaixo de 22° API, são pesados; com grau API igual ou inferior a 10°, são petróleos extrapesados. Quanto maior o grau API, maior o valor do petróleo no mercado.

ÍNDICE DE REPOSIÇÃO DE RESERVA (IRR) – Variação do volume recuperável provado em relação à produção acumulada, no ano em curso.

ÍNDICE DE SUCESSO EXPLORATÓRIO – Número de poços exploratórios com presença de óleo e/ou gás comerciais em relação ao número total de poços exploratórios perfurados e avaliados, no ano em curso.

LINEAR ALQUILBENZENO – Utilizado na fabricação de detergentes biodegradáveis.

LÍQUIDO DE GÁS NATURAL (LGN) – Parte do gás natural que se encontra na fase líquida em determinada condição de pressão e temperatura na superfície, obtida nos processos de separação de campo, em unidades de processamento de gás natural ou em operações de transferência em gasodutos.

MARKETPLACE – Termo utilizado para definir a palavra mercado, do ponto de vista de *marketing*. No *marketing* digital, é usado para diferenciar o mercado físico (*marketplace*) do virtual (*marketspace*).

METANOL – Também chamado álcool metílico, pode ser produzido a partir de coque de carvão, da nafta e do gás natural (metano).

NAFTA – Derivado de petróleo utilizado principalmente como matéria-prima da indústria petroquímica na produção de eteno e propeno, além de outras frações líquidas, como benzeno, tolueno e xilenos.

ÓLEO – Porção do petróleo existente na fase líquida nas condições originais do reservatório e que permanece líquida nas condições de pressão e temperatura de superfície.

ÓLEO COMBUSTÍVEL – Frações mais pesadas da destilação atmosférica do petróleo. Largamente utilizado como combustível industrial em caldeiras, fornos, etc.

PANAMAX – Navio com capacidade para transportar entre 55 mil e 70 mil toneladas de petróleo ou derivados, atendendo as restrições de passagem pelo Canal de Panamá.

PETRÓLEO – Todo e qualquer hidrocarboneto líquido em seu estado natural, a exemplo do óleo cru e condensado.

PETROQUÍMICO BÁSICO – Dividem-se em dois grupos: olefinas (eteno ou etileno, propano ou propileno, butenos) e aromáticos (benzenos, toluenos, xilenos). São produzidos a partir de diferentes matérias-primas por um processo conhecido como craqueamento.

POLIETILENO – Produto petroquímico utilizado na produção de tonéis, vasos, embalagens para filmes, plásticos para embrulhar roupas e materiais de pequeno peso.

POLÍMERO – Designação genérica para alguns produtos da segunda geração petroquímica, tais como plásticos, borrachas e fibras sintéticas.

POLIPROPILENO – Produto petroquímico com aplicações semelhantes às do polietileno de alta densidade: filmes, caixas para bebidas, embalagens, etc.

POWER PURCHASE AGREEMENT (PPA) – Contrato com prazo predefinido para compra e venda de energia.

PREÇO DE REALIZAÇÃO – Segue a sistemática introduzida pela Portaria do Ministério de Minas e Energia/Ministério da Fazenda – 3/98, representando a receita unitária líquida da Petrobras com a venda no mercado interno dos derivados básicos produzidos por suas refinarias e importados, cujos preços seguem uma fórmula paramétrica, de forma a mantê-los alinhados com os valores vigentes no mercado internacional.

PROGRAMA PRIORITÁRIO DE TERMELETRICIDADE (PPT) – Programa instituído pelo Governo Federal em 24 de fevereiro de 2000.

PROPENO OU PROPILENO – Petroquímico básico produzido a partir da nafta ou propano, que serve de matéria-prima para a produção de polipropileno.

RESERVA – Recursos descobertos de petróleo e/ou gás natural comercialmente recuperáveis a partir de determinada data.

RESERVA PROVADA – Reservas de petróleo e/ou gás natural que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos instituídos pelas legislações petrolífera e tributária brasileiras.

RESÍDUO – Há dois tipos de resíduos: o atmosférico (RAT), que é a fração de petróleo procedente da unidade de destilação atmosférica cuja destilação oscila de 420 °C para cima; e os resíduos de desasfaltação (asfálticos), que são os refinados resultantes da extração das frações leves do resíduo de vácuo com solvente parafínico (propano ou butano).

RISER – Porção vertical de uma linha de escoamento para transporte do óleo/gás natural do poço até a plataforma.

SOLVENTE – Líquido volátil que tem o poder de dissolver outra substância sem alterar a composição química original, formando uma mistura uniforme.

SPE – Society of Petroleum Engineers.

SUEZMAX – Navio capaz de transportar cerca de um milhão de barris de petróleo (cerca de 130 mil a 150 mil toneladas), atendendo as restrições de passagem pelo Canal de Suez.

TAUT LEG – Cabo tensionado utilizado para ancoragem de plataformas.

UNIDADE DE COQUEAMENTO RETARDADO – Forma mais severa de craqueamento térmico, transforma resíduo de vácuo em produtos mais leves, produzindo adicionalmente coque.

UNIDADE DE CRAQUEAMENTO CATALÍTICO – Processo de refino que converte óleos destilados pesados em frações leves de maior valor comercial, tais como gasolinas, gás liquefeito de petróleo (GLP) e naftas.

UNIDADE DE DESTILAÇÃO ATMOSFÉRICA – Processo físico que separa os componentes de uma mistura líquida em função de seus pontos de ebulição. No processo de destilação, o petróleo *in natura* é fracionado por meio do aquecimento. As partes mais leves são separadas sob a forma de vapor, enquanto as frações mais pesadas continuam líquidas.

UNIDADE DE HIDROTRATAMENTO DE CORRENTES INSTÁVEIS – Produz diesel de baixo teor de enxofre a partir de correntes de destilação direta e da unidade de coqueamento retardado de petróleo.

UPGN – Unidade de processamento de gás natural.

UPSTREAM – Atividades de exploração e produção.

USINA MERCHANT – Usinas mercantis que, em geral, destinam sua energia para o mercado *spot*. Nesta modalidade de negócio, existem contratos de suprimento de gás natural com cláusulas que determinam a divisão dos ganhos e perdas acima do estabelecido previamente.

VOLUME RECUPERÁVEL – Volume de petróleo, expresso nas condições básicas, que poderá ser obtido como resultado da produção de um reservatório, desde as condições iniciais até o seu abandono, por meio da melhor alternativa apontada pelos estudos técnico-econômicos realizados até a época da avaliação. Volume recuperável = volume original x fator de recuperação.

Terminologia do Mercado Financeiro

AMERICAN DEPOSITARY RECEIPTS (ADR) – Certificados negociáveis nos Estados Unidos e que representam uma ou mais ações de uma companhia estrangeira. Um banco depositário norte-americano emite os ADRs contra o depósito das ações subjacentes, mantidas por um custodiante no país de origem das ações.

ANEXO IV – Parte integrante da Resolução nº 1.832 do Conselho Monetário Nacional, que regulamenta os investimentos estrangeiros no mercado de capitais do Brasil.

BACK TESTING – Técnica que consiste basicamente na utilização de dados históricos em um modelo para avaliar a precisão de sua resposta no passado.

CERTIFICADO DE DEPÓSITO INTERFINANCEIRO (CDI) – Título que lastreia as operações de empréstimo entre instituições financeiras.

COMMODITY – Bem físico, produzido tipicamente em agricultura, mineração ou processo industrial, normalmente sujeito a classificação de qualidade ou padronização, que é objeto de transações comerciais.

CORRELAÇÃO – Indicador estatístico que demonstra até que ponto os movimentos de duas variáveis estão relacionados entre si.

DERIVATIVO – Contrato ou título cujo valor está relacionado aos movimentos de preço de um título, instrumento ou índice subjacente. Pode ser utilizado como instrumento de *hedge*.

EBITDA (Earnings before interest, taxes, depreciation & amortization expenses) – Resultado antes de juros, impostos, depreciação e despesas de amortização.

GOVERNANÇA CORPORATIVA – Relação entre agentes econômicos (acionistas, executivos, conselheiros) com capacidade de influenciar/determinar a direção e o desempenho das corporações. A boa governança corporativa garante aos sócios equidade, transparência e responsabilidade pelos resultados.

HEDGE – Posição ou combinação de posições financeiras que contribuem para reduzir algum tipo de risco.

IGP-DI – Índice Geral de Preços – Conceito de Disponibilidade Interna, apurado mensalmente pela Fundação Getúlio Vargas. É um dos indicadores de variações de preços adotados na economia nacional.

ÍNDICE BOVESPA (IBOVESPA) – Indicador de variação de preços de uma carteira teórica de ações definida periodicamente pela Bolsa de Valores de São Paulo.

MARGEM EBITDA – Informa sobre quanto da receita líquida contribui para o Ebitda.



OPÇÃO – Tipo de derivativo que dá ao comprador o direito de comprar (*call option*) ou vender (*put option*) um bem ou título por determinado preço (preço de exercício) em data futura.

OVERHEAD – Custos corporativos de administração e apoio.

PAYOUT – Relação entre os dividendos distribuídos e o lucro líquido do exercício. O índice de *payout* mede a porcentagem do lucro líquido a ser distribuído aos acionistas de uma empresa.

PTAX – Taxa de câmbio oficial divulgada pelo Banco Central do Brasil.

ROA – RETORNO SOBRE O ATIVO TOTAL – Mede a eficiência do emprego dos recursos da empresa, dividindo o lucro líquido do período pelo ativo total, no final do período.

ROCE – RETORNO SOBRE O CAPITAL EMPREGADO – (lucro líquido – resultado financeiro (líquido de IR e CSSL) / empréstimos e financiamentos médio + patrimônio líquido médio – aplicações financeiras).

ROE – RETORNO SOBRE O CAPITAL PRÓPRIO – (lucro líquido / patrimônio líquido – lucro líquido do período).

SEC – SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION – Órgão regulador e fiscalizador do mercado de capitais norte-americano, equivalente, no Brasil, à Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

STRESS TESTING – Técnica de avaliação da resposta de uma carteira de ativos ou obrigações a variações extremas de índices e cotações que influenciam essa carteira. O propósito do *stress test* é quantificar a perda de uma carteira caso uma situação adversa de mercado específica ocorra.

SWAP – Contrato de troca de fluxos de pagamentos entre duas partes. Um tipo tradicional de *swap* de petróleo consiste em contrato no qual uma parte compra por determinado preço fixo e vende pela cotação futura flutuante.

VALOR EM RISCO OU VALUE AT RISK (VaR) – Medida em valor monetário da perda máxima esperada, em condições normais de mercado, no valor de uma posição ou conjunto de posições financeiras, considerando determinado grau de confiança e um horizonte de tempo.

US GAAP (Accounting Principles Generally Accepted in United States of America) – Padrão contábil norte-americano.

VOLATILIDADE – Medida estatística da tendência de variação de um preço ou taxa no tempo. Normalmente medida através da variância ou do desvio padrão, quanto maior a volatilidade da cotação, mais extensa sua variação em torno de um valor médio.

YIELD – Taxa percentual do retorno pago na forma de dividendos sobre valor de mercado das ações ordinárias ou preferenciais.

Abreviações

bbl – Barril

boe – Barris de óleo equivalente. Normalmente usado para expressar volumes de petróleo e gás natural na mesma unidade de medida (barris) pela conversão do gás nacional à taxa de 1.000 m³ de gás para 1 m³ de petróleo.

1 m³ de petróleo = 6,289941 barris de petróleo.

Para o barril de óleo equivalente internacional, é aproximadamente 6.000 pés cúbicos de gás natural.

boepd – Barris de óleo equivalente por dia

bpd – Barris por dia

Tabela de Conversão

a) Metros cúbicos (m³) em barris (b):

$$b = \frac{m^3}{0,158984}$$

b) Barris (b) em metros cúbicos (m³):

$$m^3 = b \times 0,158984$$

c) Metros cúbicos (m³) em toneladas (t): t = m³ x D

d) Toneladas (t) em metros cúbicos (m³):

$$m^3 = \frac{t}{D}$$

e) Barris (b) em toneladas (t): t = b x 0,158984 x D

f) Toneladas (t) em barris (b):

$$b = \frac{t}{D \times 0,158984}$$

g) 1 m³ = 1.000 litros = 6,28994113 b

h) 1 b = 158,984 litros = 0,158984 m³

i) 1.000 m³ gás natural = 1 m³ óleo (aproximadamente)

j) $D = \frac{M}{V}$, onde:

D = Densidade

M = Massa

V = Volume



informações a acionistas e investidores

No Brasil, as ações da Petrobras são negociadas, principalmente, na bolsa de valores de São Paulo, onde as ações ordinárias são representadas pelo código PETR3 e as ações preferenciais por PETR4. No exterior, as ações são transacionadas por meio dos programas de *American Depositary Receipts* (ADRs) nível III. As ações preferenciais são negociadas na bolsa de Nova Iorque (New York Stock Exchange) sob o código PBRA. Já as ações ordinárias são negociadas nessa mesma bolsa com a sigla PBR. Em ambos os programas, cada ADR é representado por uma ação. A instituição custodiante no Brasil é a Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia (CBLC), e o banco depositário no exterior é o Citibank.

ATENDIMENTO AOS ACIONISTAS

PETRÓLEO BRASILEIRO S/A – PETROBRAS
SUPORTE AO ACIONISTA
Tel.: (0XX) 21 2534-1524 ou 2534-1550
0800-2821540
Fax: (0XX) 21 2262-3678
Av. República do Chile, 65 · sala 401-E
Centro · Rio de Janeiro · RJ · CEP 20031-912
e-mail: acionistas@petrobras.com.br

BANCO ITAÚ S/A
DEPARTAMENTO DE ACIONISTAS
Tel.: (0XX) 11 3247-5731 / 3247-4769
Rua XV de Novembro, nº 318 - térreo
São Paulo · SP · CEP 01013-901
e-mail: acionistas.sp@itau.com.br
Obs.: O atendimento aos acionistas é realizado por toda a rede de agências do banco.

CITIBANK S/A
DEPARTAMENTO DE ADR
Tel.: (0XX) 11 5576-1888
Fax: (0XX) 11 5582-6824
Av. Paulista, 1111 · 3º andar · sala 6
São Paulo · SP · CEP 01311920
e-mail: orlando.viscardi@citicorp.com

CITIBANK N.A.
Tel.: (00XX) 1 212 657-1925
Fax: (00XX) 1 212 825-5398/825-2103
111 Wall Street 20th floor / zone 7
New York · NY · 10043 · USA
e-mail: alex.navarrete@citicorp.com

COMPANHIA BRASILEIRA DE
LIQUIDAÇÃO E CUSTÓDIA – CBLC
SETOR DE ADR
Tel.: (0XX) 21 223-9606 ou 223-9636
Fax: (0XX) 21 223-9637
Praça XV de Novembro, 20 · 8º andar
Centro · Rio de Janeiro · RJ · CEP 20010-010
e-mail: jfrontin@bovespa.com.br
e-mail: msalema@bovespa.com.br

ATENDIMENTO AOS INVESTIDORES

PETRÓLEO BRASILEIRO S/A – PETROBRAS
GERÊNCIA DE RELACIONAMENTO COM
INVESTIDORES
Tel.: (0XX) 21 534-1510 ou 534-9947
Fax: (0XX) 21 534-6055
Av. República do Chile, 65 · sala 401 - E
Centro · Rio de Janeiro · RJ · CEP 20031-912
e-mail: petroinvest@petrobras.com.br

WEB SITE NA INTERNET

www.petrobras.com.br é a página da Petrobras na internet. Ela contém informações gerais sobre a Companhia, incluindo uma sala específica de relações com investidores, com notas sobre os resultados, demonstrativos contábeis (padrão brasileiro e norte-americano), relatórios anuais, áudio e transcrição de apresentações a investidores, estatuto social, cotações das ações, informações aos acionistas, etc.

ASSEMBLÉIA GERAL ORDINÁRIA - AGO

As Assembléias Gerais Ordinárias (AGO) são realizadas em março, até o dia 25, na sede da empresa, localizada à Avenida República do Chile, 65, Centro, Rio de Janeiro – RJ.



endereços

SEDE E REPRESENTAÇÕES

Endereço do site Petrobras:
www@petrobras.com.br

SEDE

Av. República do Chile, 65
Centro 20031-912 · Rio de Janeiro · RJ
Tel.: 21 2534-4477
Fax: 21 2534-3247
E-mail: br.net@petrobras.com.br

SALVADOR

Av. Antônio Carlos Magalhães, 1113/128
41856-900 · Salvador · BA
Tel.: 71 3350-3111 · Fax: 71 3350-3707

LONDRES

6th Floor, 35/38 Portman Square
London · W1H 6LR · England
Tel.: 44 207 535-1101 · Fax: 44 207 535-1105

SÃO PAULO

Rua dos Ingleses, 380
01329-903 · São Paulo · SP
Tel.: 11 3281-6222 · Fax: 11 2281-6488

NOVA IORQUE

570 Lexington Avenue, 43rd Floor
New York · NY · USA 10022-6837
Tel.: 1 212 829-1517 · Fax: 1 212 832-5300

CINGAPURA

360 Orchard Road
10-05 International Building
Singapore 238869
Tel.: 65 6735-1140 · Fax: 65 6836-6521

TÓQUIO

Toguinn Bulding 5th Floor · 508
4-2 Marunochi 1 · Chome
Chiyoda-Ku, Tokyo 100-0005
Tel.: 81 3 5208-5286 · Fax: 81 3 5208-5288

SUBSIDIÁRIAS

DOWNSTREAM PARTICIPAÇÕES S.A.

Av. República do Chile, 65 · 20° andar
20031-912 · Rio de Janeiro · RJ
Tel.: 21 2534-3100 · Fax: 21 2534-1246

PETROBRAS DISTRIBUIDORA S.A.

Rua General Canabarro, 500 · 16° andar
20271-900 · Rio de Janeiro · RJ
Tel.: 21 3876 4477 · Fax: 21 3876 4977

PETROBRAS GÁS S.A. (GASPETRO)

Av. República do Chile, 65 · 1201-G
20031-912 · Rio de Janeiro · RJ
Tel.: 21 2534-0439 · Fax: 21 2534-1080

PETROBRAS INTERNACIONAL S.A. (BRASPETRO)

Av. República do Chile, 65 · 23° andar
20031-912 · Rio de Janeiro · RJ
Tel.: 21 2534-2060 · Fax: 21 2534-1211

PETROBRAS INTERNATIONAL COMPANY (PFICO)

Av. República do Chile, 65 · 3° andar ·
sala 302 D · 20031-912 · Rio de Janeiro · RJ
Tel.: 21 2534-1400 · Fax: 21 2534-2218

PETROBRAS QUÍMICA S.A. (PETROQUISA)

Av. República do Chile, 65, 9° andar
20031-912 · Rio de Janeiro · RJ
Tel.: 21 2534-4563 · Fax: 21 2262-4728

PETROBRAS TRANSPORTE S.A. (TRANSPETRO)

Av. Presidente Vargas, 328, 10° andar
20091-060 · Rio de Janeiro · RJ
Tel.: 21 3211-9000 · Fax: 21 3211-9121

AVISO AO LEITOR

Este documento contém previsões acerca de eventos futuros. Tais previsões refletem apenas expectativas dos administradores da Companhia. Os termos "antecipa", "acredita", "espera", "prevê", "pretende", "planeja", "projeta", "objetiva", "deverá", bem como outros termos similares, visam a identificar tais previsões, as quais, evidentemente, envolvem riscos ou incertezas previstos ou não pela Companhia. Portanto, os resultados futuros das operações da Companhia podem diferir das atuais expectativas, e o leitor não deve se basear exclusivamente nas informações aqui contidas. A Companhia não se obriga a atualizar tais previsões à luz de novas informações ou de seus desdobramentos futuros.

O capítulo que trata do desempenho empresarial, bem como os valores e análises nele inclusas seguem a legislação societária brasileira.



Coordenação editorial
Relacionamento com Investidores

Consultoria
Thomson Financial

Redação
Editora Contadino | Christina Brentano

Revisão
Fani Knoploch

Projeto gráfico e editoração eletrônica
Matiz Design

Fotografias
Antonio Batalha, Banco de imagens Petrobras, Banco de imagens Projeto Tamar, Bruno Veiga, Felipe Goifman, Geraldo Falcão, José Caldas, Juarez Cavalcanti, J. Valpereiro, Luiz Claudio Marigo, Marcia Krauz, Rogerio Reis

Produção
Rede Interamericana de Comunicação

Fotolito e impressão
Editora Gráficos Burti

Agradecimentos
Álvaro Alves Teixeira, Eduardo Rappel, Kurt Schneiber,
Ozires Silva, Roberto Munõz e Segen Estefen

www.petrobras.com.br

