

An abstract geometric composition featuring a large, stylized letter 'P' formed by three overlapping planes: a blue textured plane on the left, a yellow plane with a pattern of small brown droplets in the center, and a green plane on the right. A clear glass sphere is positioned on the green plane, reflecting the surrounding colors and textures. The background is white.

TECNOLOGIA PETROBRAS 2012

TECNOLOGIA

PETROBRAS 2012

MENSAGEM DA PRESIDENTE



A demanda por energia no mercado brasileiro deve crescer, em média, 3,1% ao ano entre 2010 e 2030 – quase três vezes mais que a média mundial, 1,3% ao ano. Para a Petrobras, atender a essa demanda no seu campo de ação é um compromisso assumido. Mesmo sabendo que a indústria de energia apresenta riscos, temos convicção de que, estudando as incertezas de forma apropriada, com base técnica e científica, é possível ampliar a capacidade nacional de produção energética. Investir em inovação – tanto internamente como em parceria com universidades e empresas – é fundamental para superar nossos desafios.

Somente nos últimos dez anos, os investimentos da Petrobras em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) cresceram 22,7% ao ano e, em 2012, atingiram US\$ 1,1 bilhão. Esse investimento em P&D está inserido em nosso Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2013–2017, que tem como meta investir US\$ 236,7 bilhões nas áreas de Exploração & Produção, Abastecimento, Gás e Energia e demais áreas da empresa.

O atendimento às demandas de energia brasileira e mundial e a mitigação de risco das atividades da indústria são diretrizes importantes para nosso trabalho em pesquisa, desenvolvimento e engenharia básica. Tudo isso é fruto direto do desdobramento do Plano Estratégico da Petrobras, no qual são traçadas metas em médio e longo prazos, e do Plano de Negócios e Gestão, em que definimos prioridades e implementamos ações estruturantes de curto e médio prazos para aprimorar os resultados econômico-financeiros. Certamente, para sustentar esse trabalho há uma grande base tecnológica, a fim de garantir que

todos os projetos vigentes – tanto em fase de implantação quanto em avaliação – estejam de acordo com o que é praticado no mercado e sejam implantados respeitando o princípio da sustentabilidade. Buscamos intensamente soluções tecnológicas inovadoras, focadas na otimização e aprimoramento das nossas atividades e empreendimentos, com resultados diretos para os negócios.

Para entregar essas soluções, raramente atuamos sozinhos. A parceria está no DNA da cultura de inovação da Petrobras, por meio de intenso e produtivo intercâmbio com o ambiente externo, atuando em cooperação com instituições, universidades e empresas fornecedoras brasileiras e estrangeiras. Essa atuação em forma de redes de excelência permite acelerar o aprendizado ao democratizar o conhecimento e tem gerado cada vez mais resultados, obtidos de forma ágil, eficaz e segura, como se percebe em nossos resultados das áreas de pesquisa, desenvolvimento e engenharia básica apresentados neste relatório.

Uma gestão focada em desempenho, prioridade e disciplina de capital define nossa atuação e também o que nós esperamos de nossos parceiros tecnológicos, das universidades e dos centros de pesquisa no Brasil e no exterior. Particularmente, sou devota da pesquisa aplicada, com visão realista. É fundamental cumprir nossas metas nos prazos, seguindo as métricas internacionais de desenvolvimento de soluções tecnológicas. Queremos a aplicação de tecnologias para gerar resultados positivos para nossos acionistas, para o Brasil e para os demais países em que atuamos. Estou certa de que, neste contexto avançaremos rumo à excelência, gerando riquezas para todos.

Maria das Graças Silva Foster
Presidente da Petrobras

SUMÁRIO

06 — ESTRATÉGIA TECNOLÓGICA

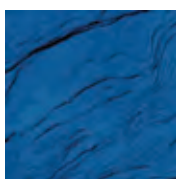
08 — GESTÃO TECNOLÓGICA

12 — RECURSOS FINANCEIROS

14 — RECURSOS HUMANOS, INFRAESTRUTURA E PARCERIAS

16 RESULTADOS 2012

19



EXPANSÃO
DOS LIMITES

43



AGREGAÇÃO
DE VALOR E
DIVERSIFICAÇÃO
DOS PRODUTOS

51



SUSTENTABILIDADE

56

INFRAESTRUTURA
EM INSTITUIÇÕES
DE C&T

66

GLOSSÁRIO

ESTRATÉGIA TECNOLÓGICA



A Petrobras busca a excelência tecnológica em todas as suas áreas de atuação, seja por meio da melhoria contínua das operações existentes, seja pelo desenvolvimento de novos produtos e processos ainda não consolidados comercialmente. A empresa tem uma trajetória de conquistas no desenvolvimento e implementação de tecnologias para produção de petróleo em águas profundas. Essa aptidão para inovar não se restringe à área de produção *offshore*; permeia-se também na implementação de soluções tecnológicas em toda a cadeia da indústria de óleo, gás e biocombustíveis.

Este relatório reúne os principais resultados obtidos nas áreas de engenharia básica e pesquisa & desenvolvimento ao longo de 2012. Ao divulgar estes resultados para nossos acionistas e parceiros, mostramos algumas tendências nas quais estamos investindo para garantir o crescimento sustentável que a Petrobras vem demonstrando ao longo de sua história.

GESTÃO TECNOLÓGICA

A gestão tecnológica da Petrobras tem como premissa as metas estabelecidas no Plano Estratégico e no Plano de Negócios e Gestão (PNG) da companhia. A carteira de projetos de pesquisa e desenvolvimento está fortemente alinhada aos objetivos de negócio do PNG. Cada projeto visa buscar soluções específicas para uma ou mais metas das áreas de negócios.

Além disso, a Petrobras também investe em uma carteira de projetos de alto risco e alta recompensa, planejados e dimensionados a partir da Visão de Futuro da companhia, estabelecida com base no monitoramento de cenários e tendências através de suas redes de inteligência tecnológica.

A estratégia tecnológica da Petrobras está organizada de acordo com três grandes eixos direcionadores do desenvolvimento tecnológico da companhia: a expansão dos limites atuais dos negócios da Petrobras, a agregação de valor e diversificação dos produtos da companhia e a sustentabilidade da indústria de energia.

A seguir, são apresentadas as linhas de pesquisa de cada eixo e seus propósitos:

SUSTENTABILIDADE

- Águas e efluentes
- CO₂ e outras emissões
- Eficiência energética e operacional
- Biodiversidade
- Integridade, segurança e confiabilidade





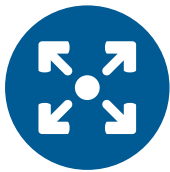
EXPANSÃO DOS LIMITES

- Exploração de novas fronteiras
- Otimização da produção
- Produção no pré-sal
- Sistemas submarinos de produção
- Reservatórios não convencionais
- Logística e comercialização de gás natural
- Logística das operações integradas
- Suprimento e exportação de petróleo e derivados
- Refino de óleos do pré-sal e flexibilização do parque



AGREGAÇÃO DE VALOR E DIVERSIFICAÇÃO DOS PRODUTOS

- Novos combustíveis, lubrificantes e produtos especiais
- Petroquímica
- Amônia e ureia
- Biocombustíveis e bioprodutos
- Termoelectricidade e renováveis



EXPANSÃO DOS LIMITES

Exploração de novas fronteiras

Descoberta de novas fronteiras exploratórias, tanto em terra como em mar, por meio de investigações geológicas e geofísicas abrangentes em escala de bacias; e implementação de processamento sísmico inovador e algoritmos de inversão.

Otimização da produção

Aprimoramento de recuperação avançada de óleo e gás pelo uso de sistemas inovadores de injeção de água do mar, CO₂ e polímeros.

Produção no pré-sal

Aprimoramento dos sistemas de produção do pré-sal e do fator de recuperação das reservas pelo uso intensivo de soluções submarinas compactas, sistemas de injeção e melhoria da capacidade de novas unidades de FPSO do pré-sal.

Sistemas submarinos de produção

Desenvolvimento de sistemas e equipamentos submarinos, novos ou otimizados, para produção em águas profundas e ultra-profundas, com conceitos de separação compacta submarina de óleo, água e gás, reinjeção de água produzida em leito submarino, aprimoramento de tecnologia *gas-lift*, compressão submarina a gás, impulsionamento do óleo (*oil boosting*) a partir do leito marinho e uma nova geração de bombas elétricas submersas.

Reservatórios não convencionais

Otimização e desenvolvimento de soluções para perfuração e produção em reservatórios não convencionais, gás de xisto (*shale gas*), hidratos de gás, metano em leito de carvão (*coal bed methane*), gás de areias compactas (*tight gas*) e óleo de xisto (*shale oil*), por meio de investigações geofísicas das áreas de fronteira terrestres no Brasil, e da otimização da construção de poços com tecnologias atualmente disponíveis e eficientes em custo.

Logística e comercialização de gás natural

Otimização da logística de gás natural, assim como de seu uso final, através do desenvolvimento de soluções para o transporte do gás associado *offshore*, como, por exemplo, conversão química, compressão e escoamento do leito marinho aos terminais em terra (*subsea to shore*), e a otimização de nossos ativos terrestres.

Logística das operações integradas

Aplicação de tecnologias de ponta disponíveis para melhorar nossas operações integradas *offshore*.

Suprimento e exportação de petróleo e derivados

Otimização do fornecimento e da exportação do petróleo brasileiro e seus derivados.

Refino de óleos do pré-sal e flexibilização do parque

Desenvolvimento de tecnologias para otimização dos processos de refino de óleos do pré-sal, como operação de dessalgação e desenvolvimento de tecnologias para maior flexibilidade de destilados médios ou gasolina, de forma a atender à demanda do mercado.



AGREGAÇÃO DE VALOR E DIVERSIFICAÇÃO DOS PRODUTOS

Novos combustíveis, lubrificantes e produtos especiais

Desenvolvimento de novos combustíveis, lubrificantes e produtos especiais como diesel podium e gasolina podium.

Petroquímica

Desenvolvimento de novas tecnologias para atividades petroquímicas como sistemas catalíticos para produção de polipropileno e etileno, a partir de olefinas, poliestireno e poliéster (matérias-primas e polímeros), de fontes tanto renováveis como fósseis.

Amônia e ureia

Otimização das nossas plantas de produção de amônia e ureia através da otimização de processos de controle em tempo real; e desenvolvimento de novas tecnologias para fertilizantes e rações animais à base de ureia, por meio de formulações de fertilizantes mistos com micronutrientes.

Biocombustíveis e bioprodutos

Desenvolvimento, com custos competitivos, de processos de produção da segunda geração de biocombustíveis, que utilizem biomassa residual como matéria-prima, através das rotas bioquímica e termoquímica, como pirólise e gaseificação.

Termoeletricidade e renováveis

Otimização de nossas usinas termelétricas, com ênfase na redução de custos de operação e manutenção; e pesquisa e desenvolvimento de tecnologias de energia renovável, como a energia solar concentrada, fotovoltaica e eólica.



SUSTENTABILIDADE

Águas e efluentes

Redução do consumo de água e do volume e toxicidade de descargas de águas residuais, pela seleção e desenvolvimento de novos produtos químicos e formulações, bem como pelo aumento do reúso de água através de um extenso portfólio de rotas de tratamento primário, secundário e terciário.

CO₂ e outras emissões

Redução das emissões de poluentes atmosféricos, como CO₂ e outros gases de efeito estufa, com base na intensa reinjeção de CO₂ em reservatórios de produção; seleção e desenvolvimento de tecnologias para a redução de poluentes e armazenamento, captura e sequestro de carbono.

Eficiência energética e operacional

Aumento da eficiência energética de nossos processos e produtos através de pesquisa e desenvolvimento de processos de combustão, transferência de calor e avançados ciclos térmicos.

Biodiversidade

Prevenção e mitigação do impacto ambiental de nossas atividades através de extensiva pesquisa sobre a caracterização da biodiversidade em águas profundas e o desenvolvimento de padrões inovadores de operação.

Integridade, segurança e confiabilidade

Garantia da integridade, segurança e confiabilidade de todas as nossas instalações industriais, com o desenvolvimento e implementação de novos materiais e equipamentos de processo; monitoramento e diagnóstico on-line dos processos e da integridade de equipamentos; técnicas de inspeção; novos sistemas de ajuste de processos; ferramentas de controle avançado; otimização em tempo real e simuladores para projeto e análise de processos.

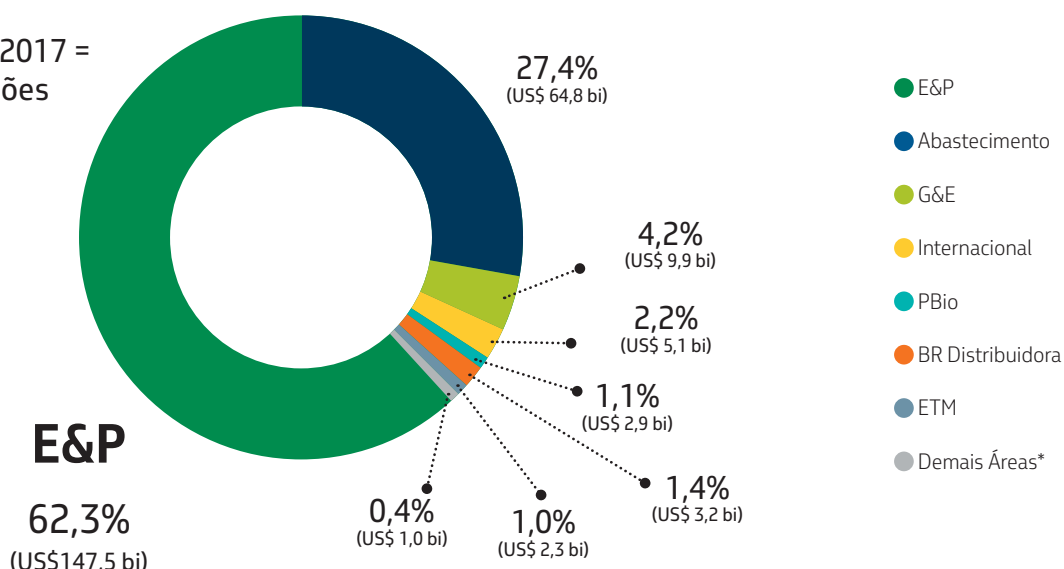
RECURSOS FINANCEIROS

Em 2012, a Petrobras aplicou R\$ 2,2 bilhões em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D). A gestão desses recursos é coordenada pelo Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello, o Centro de Pesquisas da Petrobras.

A disposição dos investimentos em P&D, com a maior parte do recurso destinada à área de Exploração & Produção, reflete a distribuição dos investimentos da Petrobras previstos no Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2013-2017.

INVESTIMENTOS PREVISTOS PELA PETROBRAS POR SEGMENTO DE NEGÓCIO (2013-2017)

Período 2013-2017 =
US\$ 236,7 bilhões

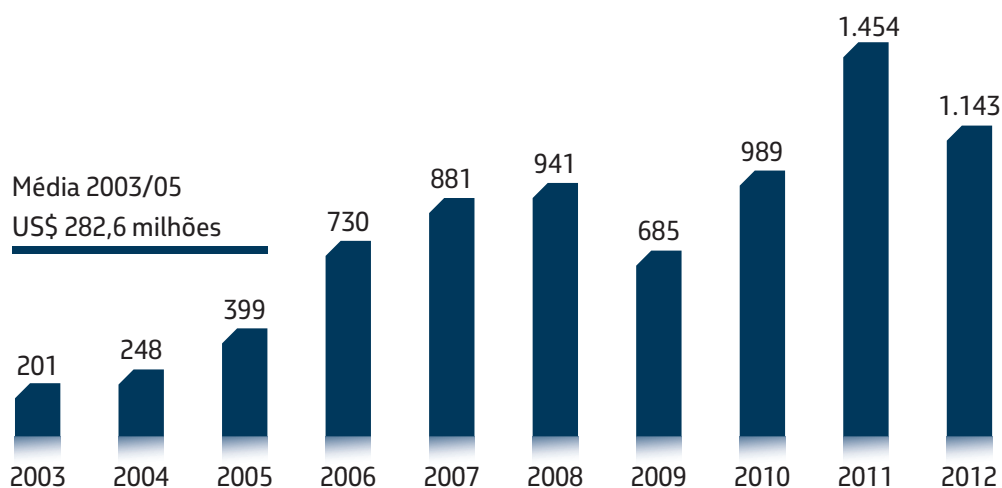


* Áreas Financeira, Estratégica e Corporativo-Serviços

DESPESAS EM P&D DA PETROBRAS

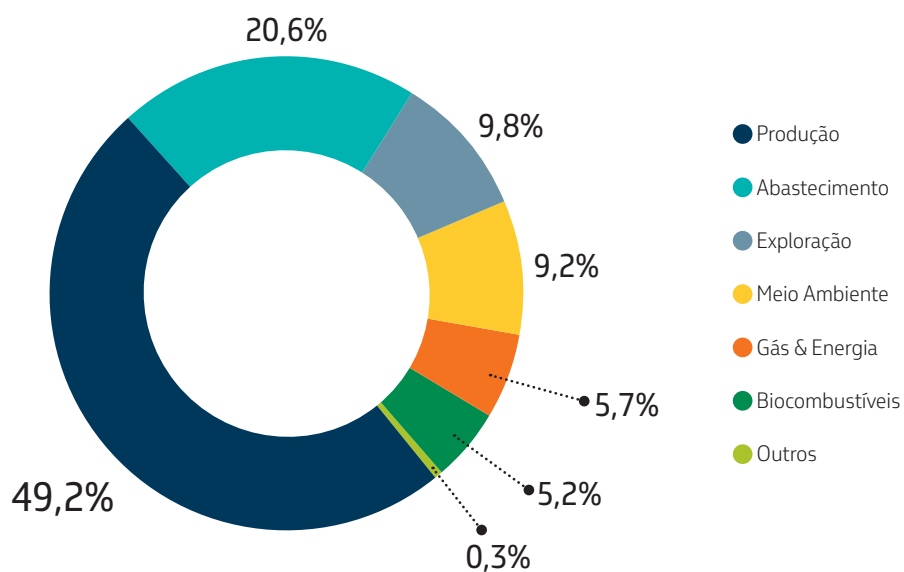
Média 2010/12
US\$ 1.195 milhões

US\$ Milhão

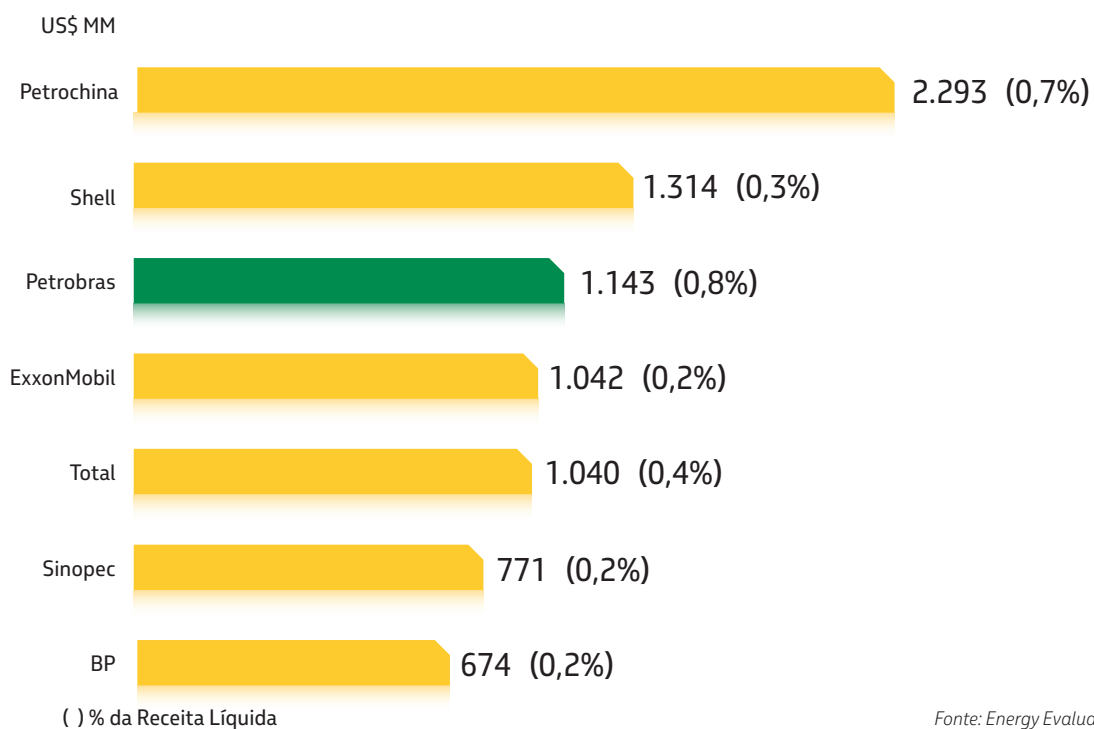


Média 2003/05
US\$ 282,6 milhões

DESPESAS EM P&D POR ÁREA (2010-2012)



DESPESAS EM P&D EM 2012 DE GRANDES EMPRESAS DE ENERGIA



Fonte: Energy Evaluate, 2013



RECURSOS HUMANOS, INFRAESTRUTURA E PARCERIAS

O Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes) possui uma das maiores e mais avançadas instalações de pesquisa do mundo, com uma área total de 300 mil metros quadrados, na Cidade Universitária, zona Norte do Rio de Janeiro. Esse complexo conta com 227 laboratórios avançados, além de plantas experimentais e um Núcleo de Visualização e Colaboração voltado para simulação, interatividade e imersão em diversos processos da indústria de energia. Conta atualmente com 1.897 empregados. São 212 doutores, 377 mestres e 306 graduados de nível superior atuando diretamente em pesquisa e desenvolvimento; 525 técnicos apoiando nossos laboratórios e plantas piloto; 21 doutores, 93 mestres, 183 graduados de nível superior e 12 técnicos atuando em engenharia básica; e 168 profissionais atuando nas áreas de apoio.

Além das instalações do Rio de Janeiro, a Petrobras conta com seis núcleos experimentais localizados próximos às áreas de negócio afins. Nesses núcleos são realizados testes em escala semi-industrial, etapa fundamental para o escalonamento da tecnologia e sua futura disponibilização para uso pela Petrobras.

Esse efetivo de profissionais dedicados às atividades de pesquisa, desenvolvimento e engenharia é apenas parte da grande rede formada pelas parcerias tecnológicas, o que amplia significativamente a capacidade de desenvolvimento tecnológico da Petrobras.



◀ Vista aérea do Parque Tecnológico da UFRJ, onde fornecedores estrangeiros instalaram centros de pesquisa cativos

A Petrobras conta atualmente com a colaboração de 122 universidades e institutos de pesquisa brasileiros, organizados principalmente através das Redes Temáticas – modelo que fomentou o aumento das parcerias entre a Petrobras e o meio acadêmico brasileiro.

Em 2012, foram aplicados US\$ 300 milhões em universidades e instituições de ciência e tecnologia nacionais, destinados à realização de projetos de P&D, à qualificação de técnicos e pesquisadores e à ampliação da infraestrutura laboratorial. Destaca-se ainda a parceria com fornecedores, principalmente em projetos relacionados ao pré-sal.

NÚCLEO EXPERIMENTAL DE FORTALEZA (CE)



NÚCLEO EXPERIMENTAL DE ATALAIA (ARACAJU – SE)



NÚCLEO EXPERIMENTAL DE MIRANGA (BA)



NÚCLEO EXPERIMENTAL DE TAQUIPE (BA)

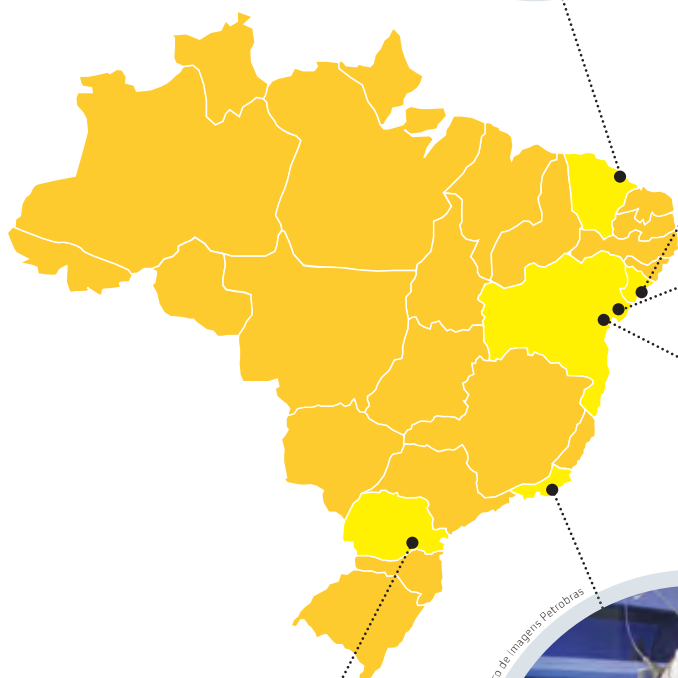


CENTRO DE PESQUISAS DA PETROBRAS

300 mil m²

227 laboratórios avançados

1.897 empregados



SIX – TECNOLOGIA DE REFINO (SÃO MATEUS DO SUL – PR)

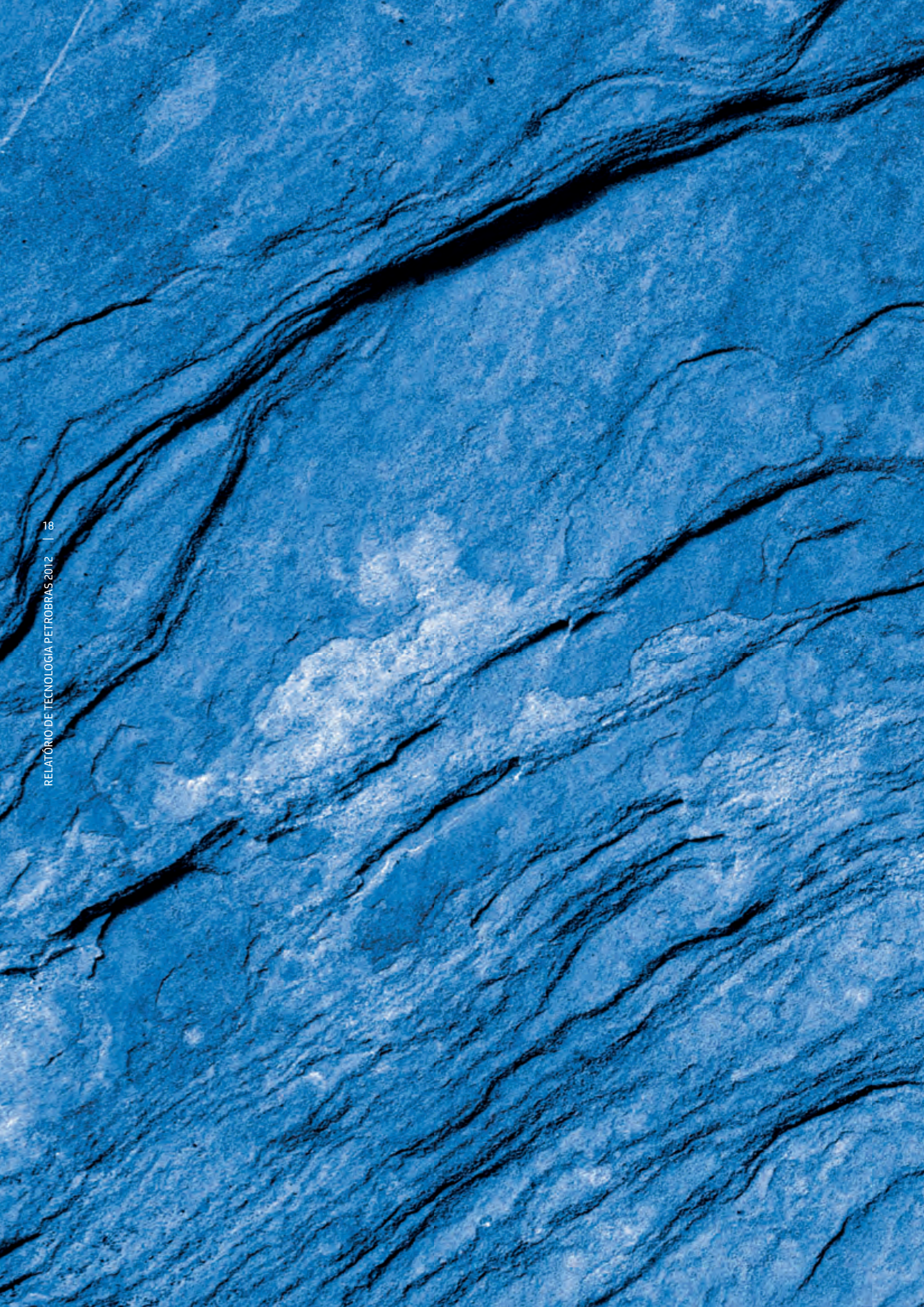


CENPES (RIO DE JANEIRO – RJ)

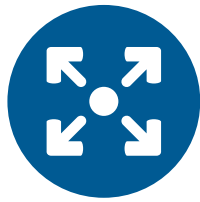
RESULTADOS 2012



Os projetos de P&D da Petrobras são resultado direto do desdobramento do Plano Estratégico e do Plano de Negócios e Gestão da empresa e visam ao alcance das metas previstas pela Petrobras. A carteira de projetos de P&D está estruturada de acordo com os três eixos direcionadores da estratégia tecnológica: a expansão dos limites atuais dos negócios da Petrobras, a agregação de valor e diversificação dos produtos da companhia e a sustentabilidade da indústria de energia. Os principais resultados de pesquisa e desenvolvimento no ano de 2012 são apresentados, neste relatório, organizados por eixo direcionador.



Expansão dos Limites



Esse eixo compreende todos os projetos voltados para a expansão dos negócios convencionais da Petrobras: exploração de novas fronteiras; otimização da produção; produção no pré-sal; sistemas submarinos de produção; reservatórios não convencionais; logística e comercialização do gás natural; logística das operações integradas; suprimento e exportação de petróleo e derivados; e refino de óleos do pré-sal e flexibilização do parque de refino.

Estão aqui as pesquisas voltadas para a busca de novas técnicas e métodos, além da melhoria constante dos nossos processos produtivos, de forma a maximizar os resultados para o negócio.



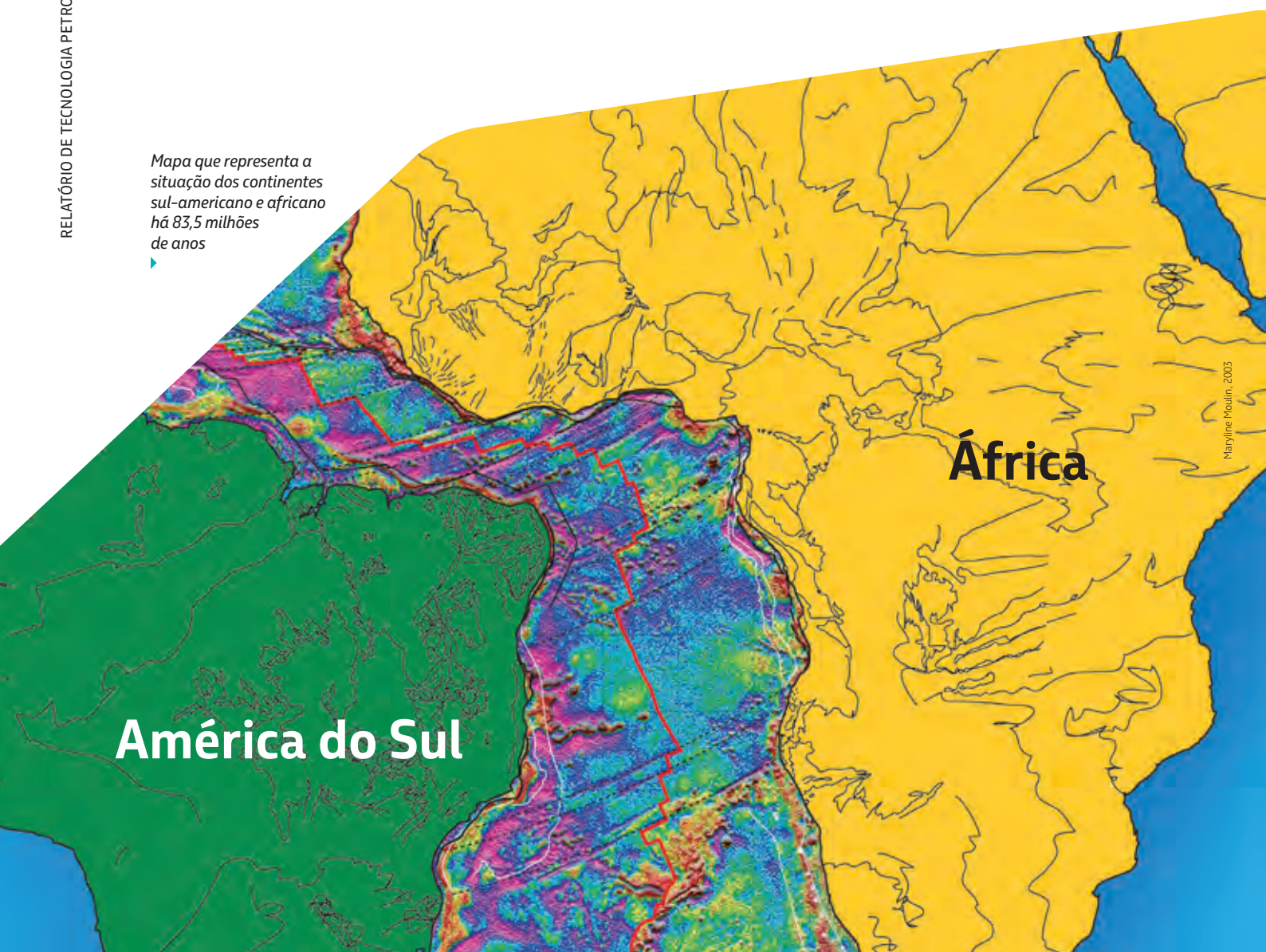
01

Estudos sísmicos e batimétricos iniciais da Margem Equatorial já aprimoram modelo geológico de suporte exploratório da Petrobras

Com objetivo de construir um modelo da evolução da Margem Equatorial Atlântica a partir de sua implantação há cerca de 120 milhões de anos, o Institut Français de Recherche pour l'Exploitation de la Mer (Ifremer) adquiriu, contratado pela Petrobras, dados de refração sísmica profunda e dados de batimetria ao longo de seções na Bacia de Barreirinhas, litoral do Estado do Maranhão. A refração sísmica permite a visualização de feições mais profundas da geologia estrutural e complementa os dados de reflexão sísmica empregados usualmente pela indústria para a prospecção de óleo e gás. Os dados obtidos já foram incorporados ao processo exploratório da Petrobras para redução de risco exploratório na

Margem Equatorial. Os estudos prosseguirão pelos próximos dois anos com o processamento e interpretação dos dados pelo Ifremer, com acompanhamento da Petrobras para incorporação contínua das informações geradas. Os resultados proverão informações que, adicionadas aos dados de sísmica de reflexão e de poços já perfurados – que incluem informações sedimentológicas, bioestratigráficas, geoquímicas e geomecânicas –, permitirão ao grupo de interpretação exploratória da Petrobras aprimorar os modelos de evolução dos sistemas petrolíferos daquela área, reduzindo incertezas geológicas e identificando novas possibilidades para prospecção.

Mapa que representa a situação dos continentes sul-americano e africano há 83,5 milhões de anos





Teste na UFRGS em riser flexível
com montagem sem dobramento

02 Iniciados na UFRGS os testes de qualificação do conector de riser flexível com montagem sem dobramento

O novo conector de topo de risers flexíveis, para aplicação em lâminas d'água profundas e ultraprofundas, apresenta projeto inovador que permite a ancoragem do duto no conector sem o dobramento das armaduras de tração. Isso melhora o desempenho estrutural das armaduras de tração, possibilitando maior resistência à fadiga do sistema de risers. O conector teve conceito desenvolvido e patentado pela Petrobras e engenharia executada pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS). Um protótipo foi montado em amostra de linha flexível e aprovado nos testes iniciais. Atualmente, estão em andamento os testes de desempenho em relação à fadiga na UFRGS. Uma vez confirmada a tecnologia pelos testes de qualificação, a Petrobras poderá licenciar o conector para os fornecedores tradicionais da área.



Modelo sísmico da área de Júpiter

03 Petrobras conclui modelo sísmico da área de Júpiter, no pré-sal da Bacia de Santos

O modelo permite a realização de simulações para testar novas técnicas de migração e inversão *Full Wave Inversion* (FWI), além de estudos de iluminação. Os resultados aperfeiçoarão as condições de interpretação dos alvos do pré-sal, pela obtenção de melhores imagens sísmicas. O modelo desenvolvido – um cubo de velocidades de propagação de ondas sísmicas compressoriais – foi montado com base em informações de levantamentos sísmicos e de poços adquiridos anteriormente. Planeja-se aplicar a metodologia em outras áreas de interesse da companhia, nas bacias do Espírito Santo e de Campos, por exemplo.

04 Análise estratigráfica-sedimentar da Bacia do Parnaíba atualiza concepções sobre prospectividade da área

Foram avaliadas pela Petrobras, em parceria com a Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), as evoluções estratigráfica, sedimentar e tectonoestrutural da Bacia do Parnaíba. Essa bacia terrestre intracratônica tem cerca de 600 mil km², compreendendo porções dos estados do Maranhão, Piauí e Tocantins, e é preenchida predominantemente por rochas paleozoicas (idades entre 450 e 250 milhões de anos). O trabalho, que compreendeu intensivo levantamento geológico de seções no campo, será fundamental para a formulação de um modelo exploratório atualizado para essa bacia, que – em função de resultados recentes de campanhas exploratórias – já desponta como uma importante fronteira prospectiva do território nacional.



BACIA DO PARNAÍBA



Localização da Bacia do Parnaíba no mapa do Brasil, com foto de rocha paleozoica no detalhe

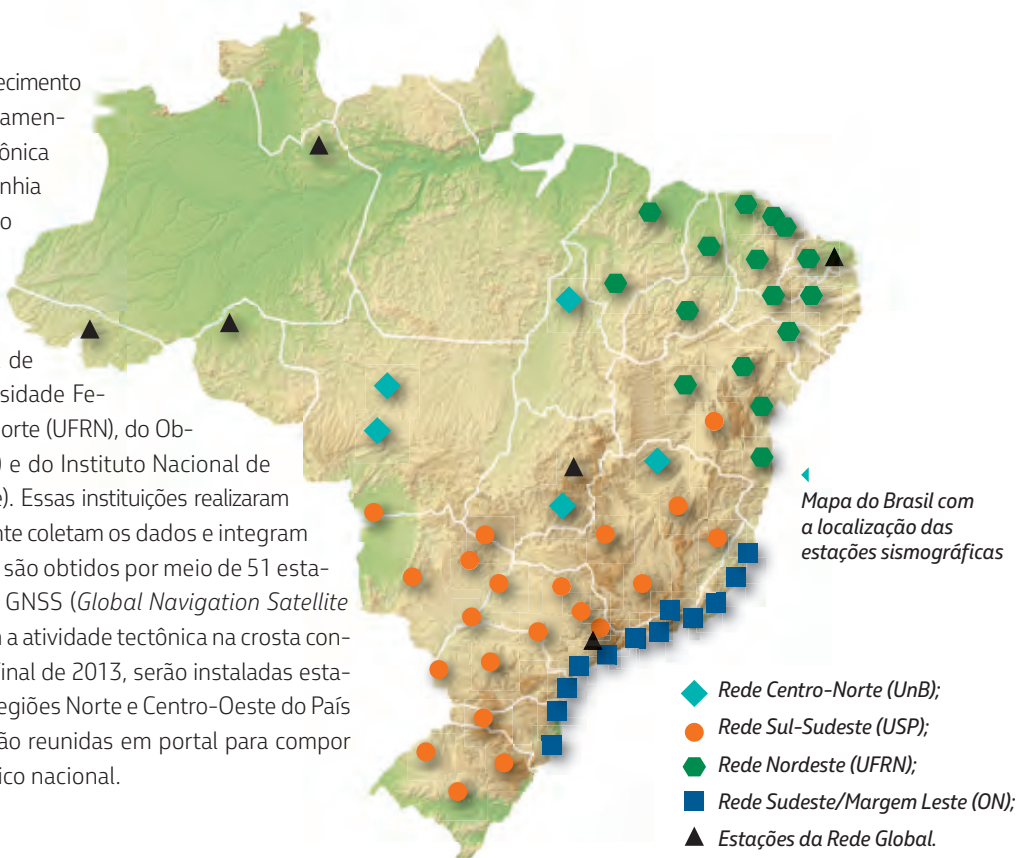
05 SimBR apresenta excelente desempenho em simulação da área de Água Viva

A simulação numérica da geração e acumulação de petróleo através da modelagem de bacias é uma ferramenta em desenvolvimento pelas grandes empresas da indústria de óleo e gás. A Petrobras realizou essa modelagem para o sistema petrolífero da área de Água Viva (Bacia de Santos) como forma de avaliar o desempenho do Simulador 3D de Modelagem de Sistemas Petrolíferos (SimBR) desenvolvido pela companhia. O SimBR é uma ferramenta para análise de risco exploratório em cenário real. Os técnicos confrontaram os resultados

do SimBR com simulações realizadas com softwares comerciais. Em diferentes aspectos, os resultados do SimBR foram superiores, por apresentarem maior rigor científico e matemático. Destaca-se a correção automática da base da camada de sal feita pelo SimBR, que demonstra maior precisão na simulação e, consequentemente, na definição de potenciais reservatórios para produção de hidrocarbonetos. Ao longo de 2013, pretende-se introduzir o SimBR no processo exploratório da Petrobras.

06 Rede Sismográfica Brasileira inicia transmissão integrada de dados das regiões Nordeste, Sudeste e Sul do país

Os dados ampliam o conhecimento da litosfera e do posicionamento dinâmico da placa tectônica Sul-Americana. A companhia investiu R\$ 31 milhões no projeto, que conta com as parcerias da Universidade de São Paulo (USP), da Universidade Federal de Brasília (UnB), da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), do Observatório Nacional (ON) e do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (Inpe). Essas instituições realizaram as instalações e atualmente coletam os dados e integram as informações. Os dados são obtidos por meio de 51 estações sismográficas e 47 GNSS (*Global Navigation Satellite Systems*) que monitoram a atividade tectônica na crosta continental brasileira. Até o final de 2013, serão instaladas estações sismográficas nas regiões Norte e Centro-Oeste do País e essas informações serão reunidas em portal para compor um panorama sismográfico nacional.





Sandro Mardueli

Planta piloto de síntese de hidratos de gás na PUC-RS

07 Primeira planta piloto de síntese de hidratos de gás no mundo inicia operação

Na planta, especificada e instalada pela Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUC-RS) e desenvolvida pela empresa PID Eng&Tech, é possível realizar análises de hidratos de gás para determinar os processos de formação e dissociação desses compostos e entender sua físico-química. Com dois reatores e capaz de operar em pressões de até 200 bar, a planta irá gerar informações importantes para o planejamento e a viabilização da exploração econômica dessa fonte de energia. Ao serem inseridos nos reatores os sedimentos provenientes de locais com depósitos desses hidratos – no caso, o Cone do Rio Grande, Bacia de Pelotas, litoral do Estado do Rio Grande do Sul –, juntamente com os gases necessários para sua formação, são replicadas as condições de geração do hidrato de gás na seção sedimentar mais superficial, junto ao fundo do mar. A PUC-RS realizará, ao longo de 2013, uma bateria de testes de síntese e dissociação de hidratos com material coletado no Cone do Rio Grande para melhor entendimento dessa fonte energética não convencional.

08 Fluidos sintéticos são aprovados para perfuração de poços com alta temperatura, possível cenário no pré-sal

Devido à geologia local, a Petrobras já prevê a ocorrência, em seus futuros poços no pré-sal, de zonas de alta pressão e alta temperatura (HPHT). A companhia, em parceria com a empresa Baker Hughes, aprovou duas novas formulações de fluidos não aquosos, 100% sintéticos, capazes de perfurar zonas salinas com temperatura de fundo de poço de até 166°C – o caso HPHT previsto. As novas formulações minimizam a solubilização do sal, evitando problemas relativos ao arrombamento do poço e possibilitando a perfuração com estabilidade. Além disso, é possível realizar a transição da zona salina para os reservatórios carbonáticos sem a necessidade de substituição do fluido. Para isso, a Petrobras recebeu aditivos fornecidos pela Baker e com eles realizou ajustes em duas de suas formulações de fluidos para os cenários no pré-sal. Os fluidos foram então submetidos, pela Petrobras, à temperatura de 166 °C por sete dias seguidos. Os testes constataram que não houve variações nas propriedades do fluido após o período. O fluido então foi submetido para aprovação pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), e será utilizado, após a aprovação, assim que a perfuração em zonas HPHT for necessária.

Fluido sintético de perfuração de poços



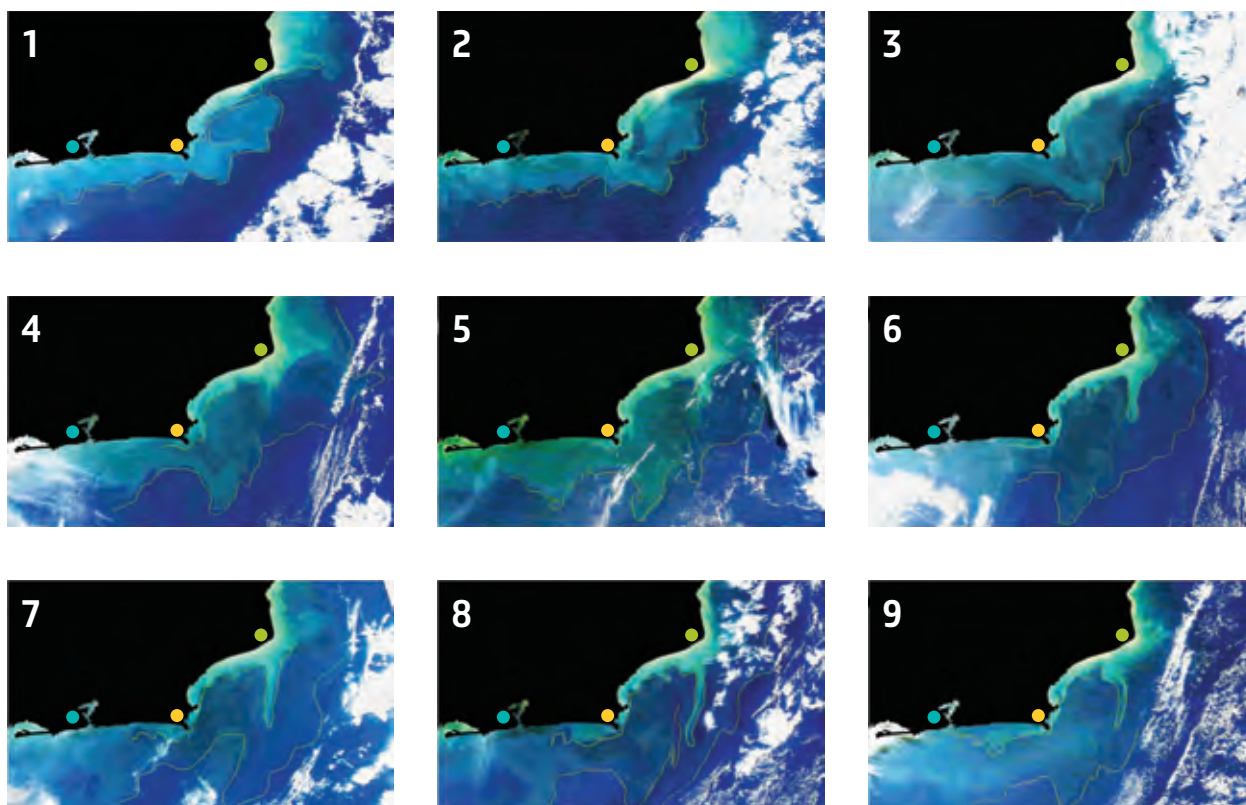
Roberto Paes Leme

09

Estudo na região de ressurgência costeira em Cabo Frio propõe modelo geológico de deposição de matéria orgânica

As pesquisas do Projeto Ressurgência, ligado à Rede de Geoquímica, vêm obtendo excelentes resultados para o conhecimento das interações das relações dinâmicas entre atmosfera-hidrosfera-biosfera-geosfera, no contexto de produtividade orgânica gerada na plataforma continental de Cabo Frio, Rio de Janeiro. Essa integração tem importante papel no entendimento dos processos de geração, acumulação, deposição e preservação da matéria orgânica, fator primordial para a formação de rochas geradoras de petróleo. O objetivo principal é utilizar a área de estudo como um análogo moderno para modelagem de depósitos ricos em matéria orgânica visando à construção de modelos preditivos a serem aplicados

em outros períodos geológicos. Após dois anos e meio de monitoramento contínuo da região, foram gerados modelos geológicos da deposição que conectam a dinâmica oceanográfica e o registro sedimentar. Tais modelos poderão ser úteis para a compreensão dos sistemas petrolíferos em áreas onde a Petrobras atua, diminuindo o risco exploratório, como em áreas do pré-sal. Com estudos nas áreas de sedimentologia, oceanografia e biogeoquímica, os resultados apresentam uma visão multidisciplinar dos aspectos físicos, químicos e biológicos dos processos de produção, acumulação e preservação da matéria orgânica. O projeto conta com participação das universidades federais Fluminense (UFF), do Rio de Janeiro (UFRJ) e da Bahia (UFBA).



Imagens de satélite coletadas ao longo de dois anos e meio de monitoramento contínuo da região de ressurgência costeira em Cabo Frio

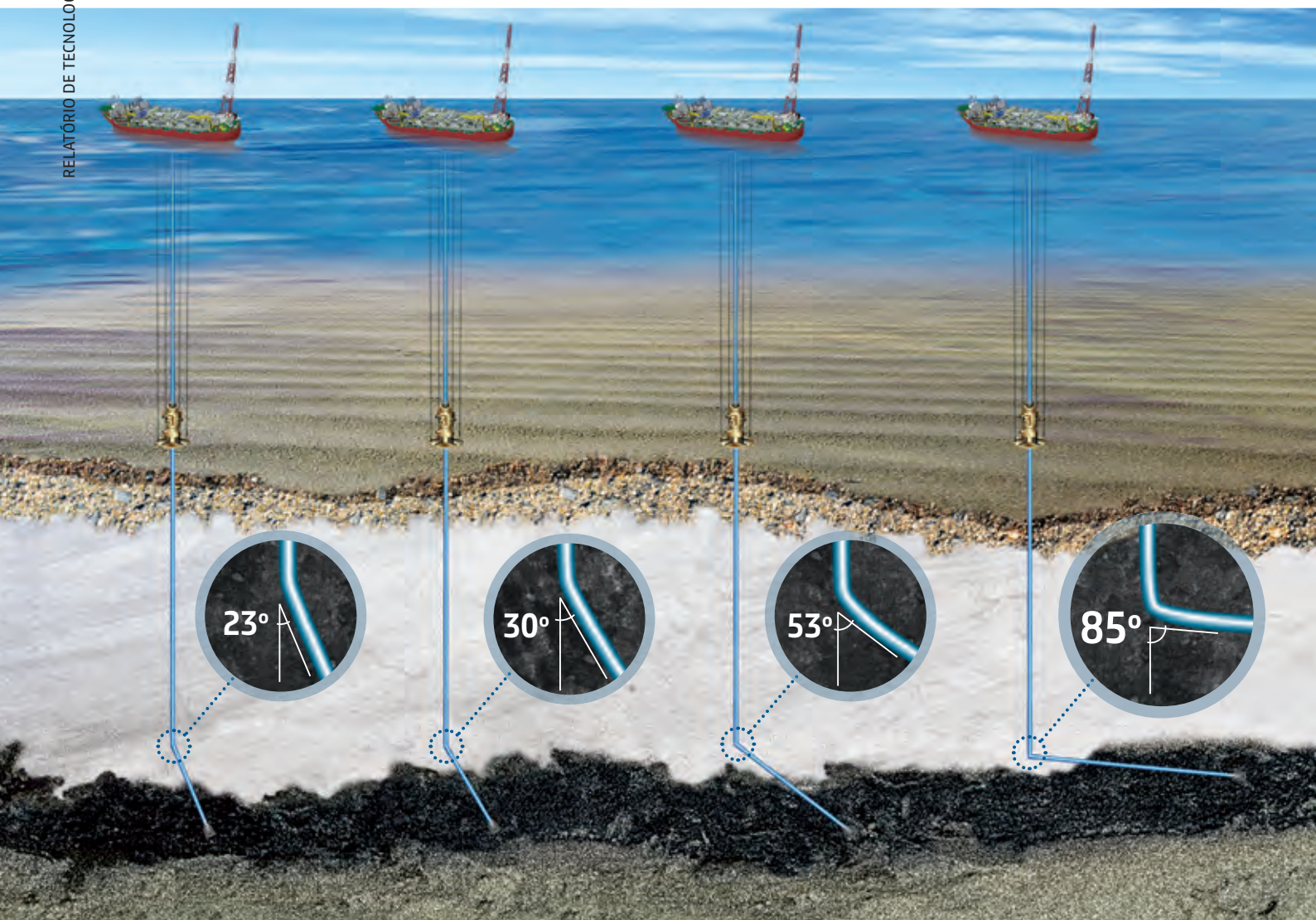
● Baía de Guanabara ● Cabo Frio ● Cabo de São Tomé

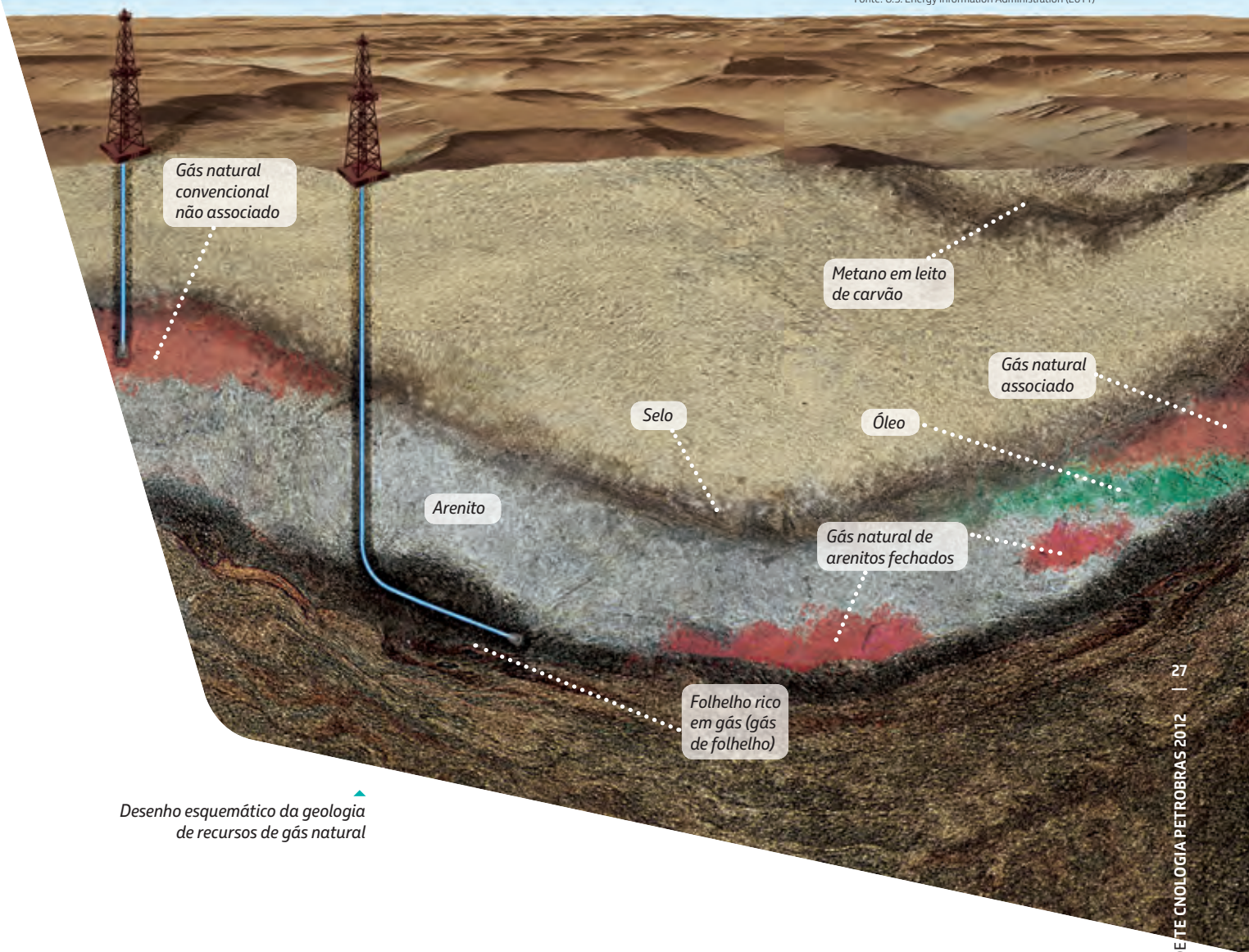


10 Concluída com sucesso perfuração de poço direcional de 85° em Piloto de Lula

A Petrobras obteve êxito em janeiro 2012 na perfuração de trecho salino com ganho de ângulo de 85° no poço P8H do Piloto de Lula. Por apresentar fluência elevada, o sal comporta-se como fluido nas operações de perfuração, o que dificulta o ganho de ângulo de poços em intervalos salinos. Esse era o principal desafio para a perfuração de poços horizontais e de longo alcance (*Extended Reach Well* – ERW) no pré-sal, técnica que minimiza o número de poços e seus custos associados. A primeira fase do projeto ocorreu no Campo de Aguilhada, quando foram desenvolvidos e calibrados simuladores numéricos para cálculos de deformação e dissolução salina, assim como foram criados fluidos especiais (100% sintéticos) para perfuração, além de pastas de cimentação. Na etapa seguinte, foram perfurados dois poços horizontais, em Marlim (Brava) e Crealb (Albacora Leste), atingindo a inclinação final de 23° e 30°. Posteriormente, a Petrobras aumentou o ganho de ângulo na perfuração do poço 7-LL2D-RJS na Bacia de Santos, alcançando 53°. A adoção dessa técnica em substituição à perfuração de poços verticais proporciona maior contato do poço com o reservatório e, consequentemente, aumento de produção com menor número de poços produtores.

Imagem ilustrativa da evolução do ganho de ângulo em trecho salino durante perfuração de poços





Desenho esquemático da geologia de recursos de gás natural

11

Petrobras inicia perfuração de seu primeiro poço para exploração de óleo de folhelho (*shale oil*) na formação Vaca Muerta em Neuquén-Argentina

O poço exploratório PBE.Nq.RDA.x-1001 teve sua perfuração iniciada em dezembro de 2012 no bloco Rincón de Aranda, na Bacia de Neuquén, com previsão de término para março de 2013. Nessa primeira fase, serão recolhidas amostras da rocha reservatório para testes laboratoriais que possibilitarão o projeto de multifaturamento, tecnologia atualmente em uso para extração do óleo e gás de folhelho. Em 2013, a Petrobras pretende perfurar o primeiro poço para exploração de gás de folhelho também na formação Vaca Muerta.

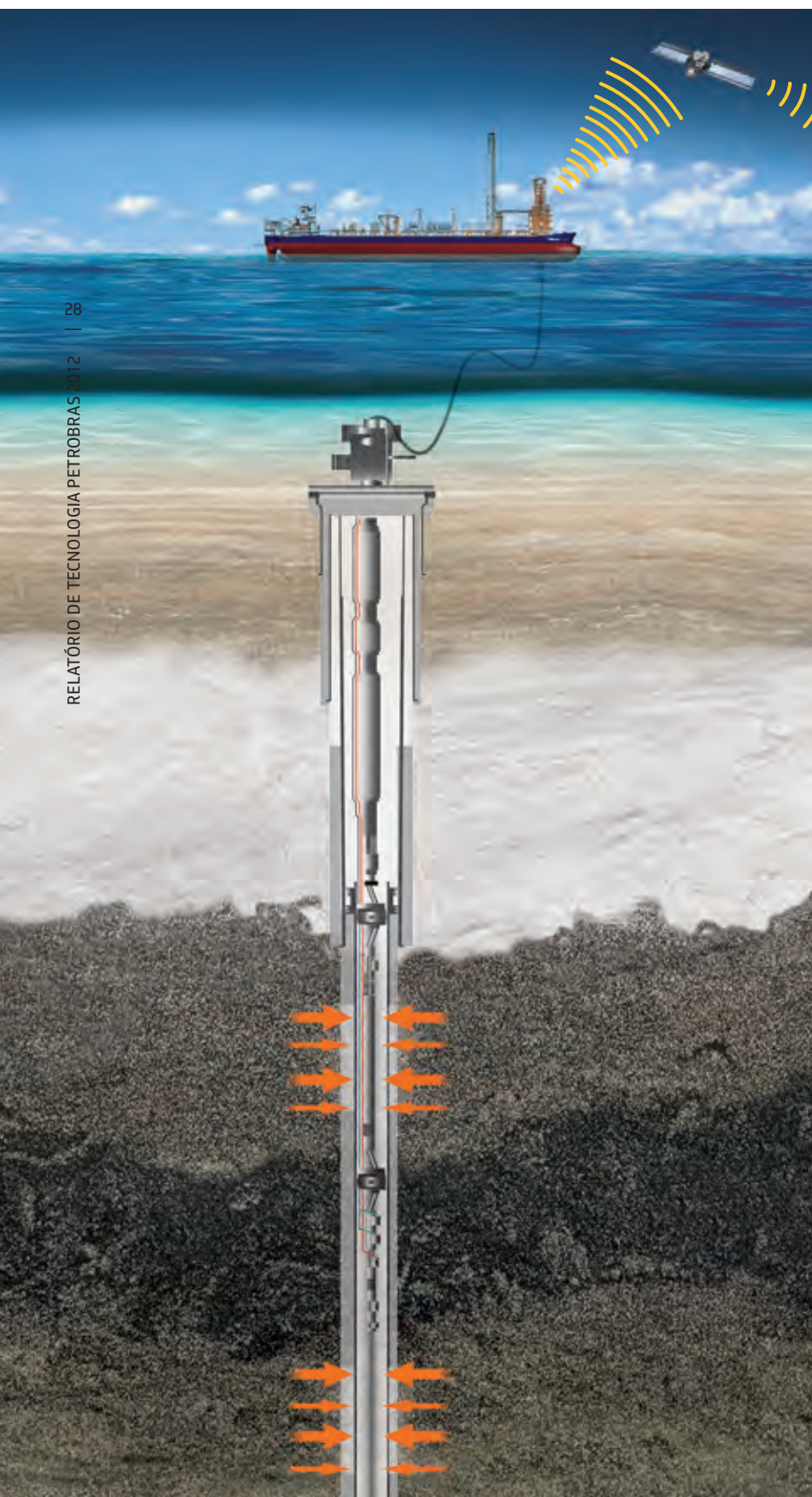
Cenário de óleo e gás de folhelho na Petrobras e no mundo

Nos Estados Unidos, a extração comercial, em larga escala, de gás e óleo de folhelho já é uma realidade. Segundo estimativas de 2011 da U.S. Energy Information Administration (EIA), a Argentina é o terceiro país no mundo com maior potencial tecnicamente recuperável de gás de folhelho (*shale gas*), com 22 trilhões de m³, atrás apenas da China e dos Estados Unidos, com 36 trilhões de m³ e 24 trilhões de m³ respectivamente. Embora só tenha sido avaliada a Bacia do Paraná, o Brasil aparece em décimo no relatório da EIA com 6,8 trilhões de m³. A Petrobras Energia (Pesa) é operadora de áreas portadoras de óleo e gás em 11% dos 33 mil km² da formação Vaca Muerta na Bacia de Neuquén, onde a relação de concentração de reservas potenciais por km² é 20 vezes maior que a média dos Estados Unidos. Também é operadora de 30% dos 11 mil km² da formação Palermo Aike na Bacia Austral, no extremo sul da Argentina.



12

Primeiro sistema de completção inteligente em larga escala da Petrobras opera com sucesso no pré-sal



André Mota de Sousa/Banco de Imagens Petrobras

Com especificação técnica da Petrobras e execução da empresa Baker Hughes, o sistema foi implantado nos poços do Piloto de Lula RJS-665 e RJS-687 – injetores de gás e água, respectivamente. A tecnologia, que permite aumentar a produção de petróleo a longo prazo, obtém dados de pressão e temperatura em um número maior de pontos do reservatório, favorecendo seu melhor gerenciamento. O sistema também inclui válvulas de completção inteligente manipuláveis remotamente, que isolam diferentes zonas de produção de um mesmo poço. Em comparação com as válvulas convencionais, as de completção inteligente não exigem intervenção com uso de sonda de perfuração. Seu acionamento fica mais simples e menos dispendioso. Essa é a primeira implantação bem-sucedida de completção inteligente submarina em larga escala na companhia. A Petrobras estuda atualmente adotar a tecnologia em mais poços do pré-sal.

Na completção inteligente, são utilizadas tecnologias de informação, automação, modelagem e simulação para monitorar e controlar em tempo real cada zona produtora ou injetora do poço

13 Implantado sistema de monitoramento de perfuração em tempo real (*Pressure While Drilling Analyzer – PWDa*)

Desenvolvido pela Petrobras com apoio da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), da Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro (UFRRJ), da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) e da Faculdade do Centro Leste (UCL), o software PWDa recebe parâmetros de perfuração de sensores de fundo de poço e de superfície em tempo real, durante a perfuração, e os interpreta de forma automatizada com critérios quantitativos. Ao comparar valores previstos por uma série de modelos transientes com os valores reais, o software detecta comportamentos inesperados e identifica automaticamente situações de desconformidade operacional em tempo real. Sugere, então, ações de mitigação e prevenção. O sistema reduz riscos e custos operacionais. Já foi aplicado em 23 poços do pré-sal, 18 do pós-sal da Bacia de Campos e quatro na área internacional, como ferramenta de suporte à tomada de decisão para usuários na sonda e nos Centros de Suporte à Decisão (CSD) da Petrobras.

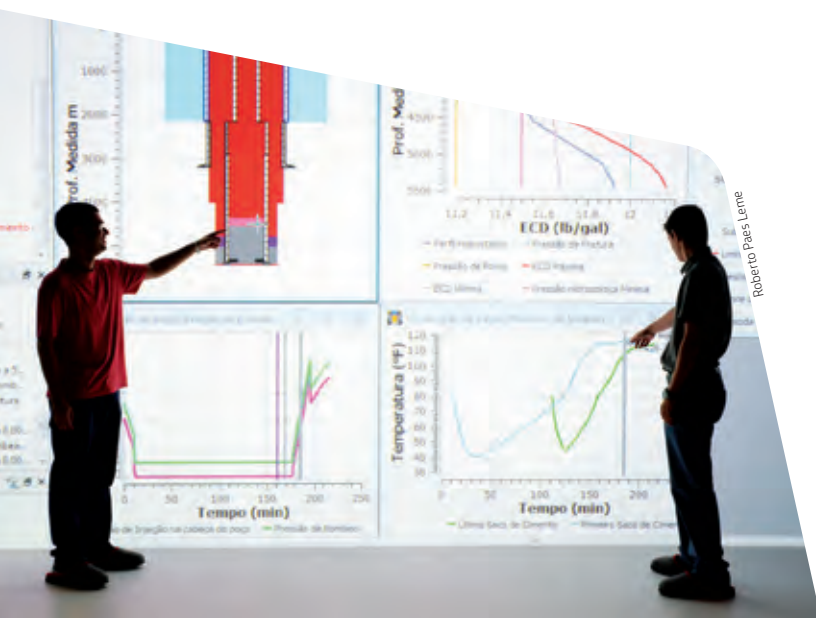
Imagem de sonda offshore Norbe VI, na qual a tecnologia PWDa foi aplicada



Foto fornecida por cortesia pela Odebrecht Óleo e Gás

RELATÓRIO DE TECNOLOGIA PETROBRAS 2012 | 29

14 Softwares Simentar e Interfaces são adotados como ferramentas-padrão nas operações de cimentação de poços da Petrobras



Capazes de simular de forma mais precisa a mecânica de escoamento com múltiplos fluidos e prever a temperatura da pasta de cimento nos diversos pontos do poço e do riser, os softwares permitem melhor avaliar a coerência dos dados coletados pelas operações de perfuração da companhia. Isso agrega maior segurança ao processo e evita retrabalho por reduzir as situações de insucesso na perfuração. O Simentar e o Interfaces já estão atualmente em utilização nos projetos dos poços da Bacia de Santos e Cessão Onerosa.

Pesquisadores da Petrobras analisam gráficos gerados pelos softwares



15

Levantamento sísmico em Coil Shooting, testado na Cessão Onerosa, permite maior precisão e detalhamento de reservatórios em áreas complexas a custos reduzidos

A conclusão do processamento dos dados sísmicos em Coil Shooting, adquirido em caráter experimental na área da Cessão Onerosa a leste do Campo de Iara, pré-sal da Bacia de Santos, mostrou a viabilidade dessa tecnologia. Os dados coletados apresentaram qualidade de imagem bem superior às já obtidas nas áreas adjacentes pelas técnicas convencionais, possibilitando interpretação mais detalhada e confiável. O Coil Shooting, desenvolvido e patenteado pela empresa WesternGeco, é uma técnica de aquisição sísmica que possibilita a obtenção de dados multiazimutais a partir de um único barco navegando em trajetórias circulares. Por esse motivo, permite o levantamento sísmico multiazimutal em áreas com restrição de manobras das embarcações, e a custos reduzidos quando comparado às técnicas consagradas de aquisição Wide-Azimuth, para áreas de até 500 km², que necessitam de quatro embarcações. As técnicas multiazimutais, como o Coil Shooting e o Wide-Azimuth, têm como principal vantagem a capacidade de levantar dados em regiões cuja complexidade geológica não seria corretamente capturada por técnicas de aquisição convencionais.

Técnica permite levantamento sísmico multiazimutal em áreas de até

500 km²

a custos reduzidos



Barco navegando em trajetória circular para aquisição sísmica por meio da técnica de Coil Shooting

Imagem fornecida por cortesia da WesternGeco LLC, cuja patente é de propriedade da WesternGeco.

16

Bomba Multifásica Submarina Hélico-Axial (BMSHA) opera com sucesso no Campo de Barracuda

A bomba, instalada no poço BR-73, opera com diferencial de pressão de 60 bar. Houve aumento inicial da produção do poço para a plataforma P-48 em 6 mil barris de óleo por dia. Especificada pela Petrobras e fabricada pela empresa Framo Engineering, a BMSHA tem potência elétrica de 1.250 kW, transmitida através de um cabo umbilical integrado de controle e potência de 14 km de extensão, e possibilita a produção de óleo em poço distante da plataforma. Além do aumento de produção, essa tecnologia poderá permitir, em aplicações em outros cenários, a antecipação da produção.

Ilustração de arranjo submarino de produção com BMSHA

BMSHA

110 toneladas

8,5 m de altura

7,0 m de largura

11 m de comprimento



Arquivo Petrobras



17

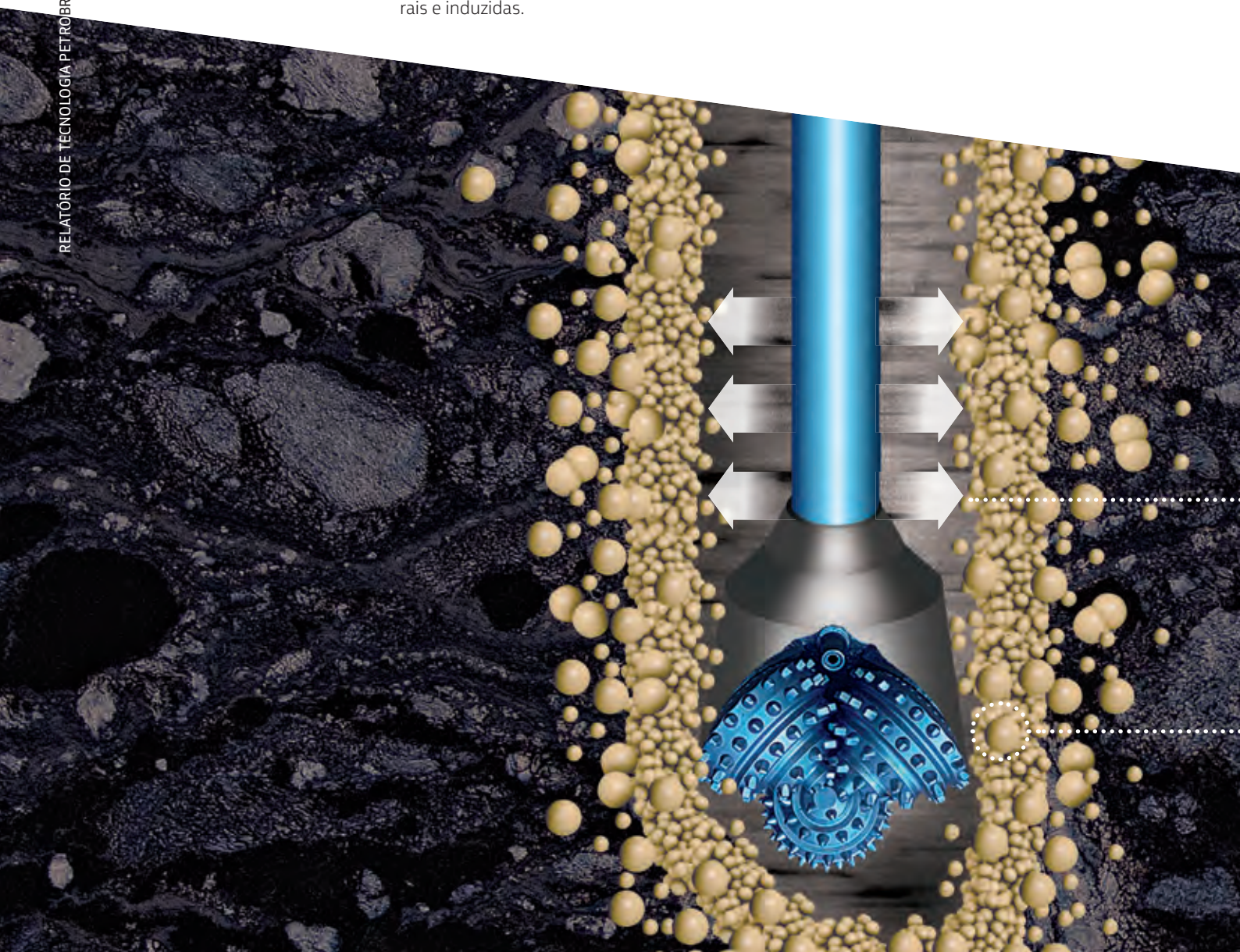
Simuladores para reduzir a invasão de filtrado de fluidos de perfuração no reservatório são aplicados na Bacia de Santos e na Tanzânia

Juntos, evitaram perda de

45
barris/hora

de fluido de perfuração no poço 9-SPS-87D

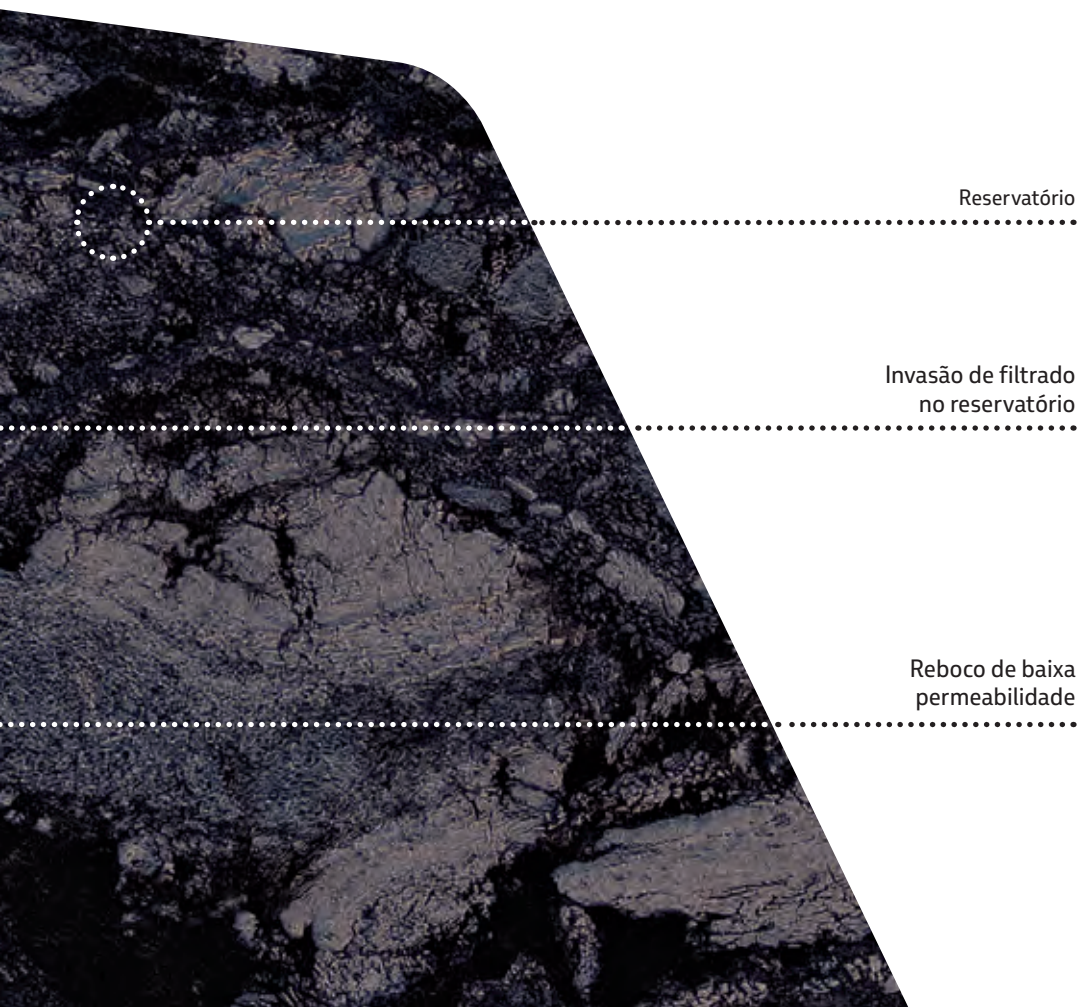
Para evitar o fenômeno que pode comprometer a avaliação de reservatórios em poços exploratórios e as análises termodinâmicas do óleo, além de diminuir a produtividade de poços de desenvolvimento, a Petrobras, com apoio experimental da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), da Universidade Estadual do Norte Fluminense (UENF) e da Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro (UFRRJ), desenvolveu o software Invasão. Ele determina a profundidade e o volume de invasão de filtrado no reservatório. Também desenvolveu o software Obturantes, que otimiza a composição e a mistura necessárias para a formação de reboco de baixa permeabilidade na parede do poço. A aplicação dos softwares no poço 9-SPS-87D, no Campo de Tiro, na Bacia de Santos, evitou perdas esperadas de 45 barris/hora de fluido durante a perfuração e o uso de tampões de combate à perda. O simulador também foi aplicado na Área Internacional no poço ZETA-1, na Tanzânia, e em outros poços da Bacia de Santos. Ao longo de 2013 a Petrobras deve aprimorar o software para uso em regiões com fraturas naturais e induzidas.



18

Testes de campo de fluido de perfuração indicam viabilidade de aumento da taxa de penetração em reservatórios do pré-sal

Enquanto a taxa de perfuração nos intervalos carbonáticos do pré-sal com fluidos convencionais é de um a quatro metros por hora, em reservatórios areníticos tradicionais (pós-sal) essa taxa chega a 15 m/h. Para aumentar essa velocidade, foi identificado o uso de aditivo quelante (substância química já empregada para remover incrustação em poços de petróleo) para auxiliar o processo de perfuração em rochas carbonáticas, utilizando a alta capacidade reativa delas. Testes de campo foram realizados em dois poços terrestres no Campo de Poço Verde da Unidade de Operações do Rio Grande do Norte e Ceará (UO-RNCE), com características semelhantes às do pré-sal da Bacia de Santos. Os resultados estão sendo aplicados para otimização do sistema de fluidos em laboratório e para posterior teste em perfuração *offshore*, combinando o fluido e brocas (tanto comerciais como em desenvolvimento).





19

Iniciada operação do primeiro FPSO no Golfo do México, nos campos de Cascade e Chinook

A Petrobras iniciou em 2012 a produção de óleo e gás nos campos ultraprofundos de Cascade e Chinook, localizados no Golfo do México americano. Devido à distância dos campos em relação à infraestrutura de transporte de óleo e gás existente no Golfo, a empresa optou pela utilização do sistema de produção antecipado com FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading*), associado a complexas e inovadoras tecnologias (ver boxe abaixo). Inédito no Golfo do México, o sistema está instalado na maior lâmina d'água do mundo, de 2.500 metros. Permite adicionalmente a desconexão do FPSO em caso de ameaça de furacão. Tem capacidade para

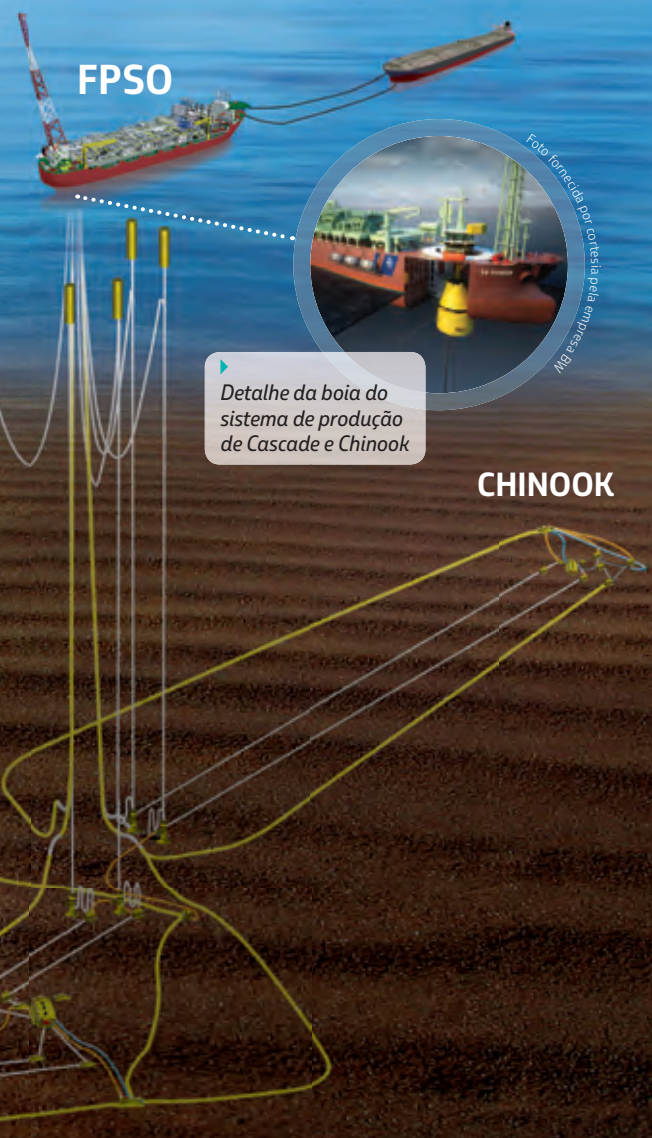
processar 80 mil barris de petróleo e 500 mil metros cúbicos de gás por dia, além de estocar 500 mil barris de óleo. Três poços produtores foram perfurados e completados em reservatório de idades geológicas do Terciário Inferior (23 a 65 milhões de anos), uma promissora fronteira exploratória na região, a uma profundidade de cerca de 8 mil metros. A produção dos campos de Cascade e Chinook consolida a Petrobras como operadora líder mundial em águas ultraprofundas. A companhia detém 100% do Campo de Cascade e 67% do Campo de Chinook, em parceria com a Total Exploration & Production USA Inc., que detém os demais 33%.

Flexibilidade para sistema de produção

Flexibilidade é a palavra-chave do sistema de produção dos campos de Cascade e Chinook. O FPSO, ancorado a uma boia, desconecta-se em caso de furacão ou tempestades mais severas, permitindo seu deslocamento para local seguro. Por sua vez, a boia – acoplada a linhas submarinas e risers autossustentáveis (linhas verticais de produção) – permanece flutuando a 200 metros da superfície. Depois, o sistema volta a ser conectado, restabelecendo a operação em poucos dias.

Veja outros avanços obtidos no projeto:

- Primeiro uso de navio aliviador nos Estados Unidos.
- Primeira operação de *pull-in* do umbilical usando guincho submarino realizada por ROV (veículo de operação remota).
- Utilização de riser híbrido autossustentável em ambientes de alta pressão e profundidade (recorde atual).
- Mais profunda linha do tipo *pipe-in-pipe*, a 2.682 metros.
- Mais profundo sistema submarino de bombeamento, a 2.682 metros.
- Mais profunda linha de gasoduto, a 2.500 metros.
- Primeiro uso do sistema *Single Trip Multi-zone Frac Pack* em poços profundos (8.239 metros).



FPSO

CHINOOK

CASCADE

Detalhe da boia do sistema de produção de Cascade e Chinook

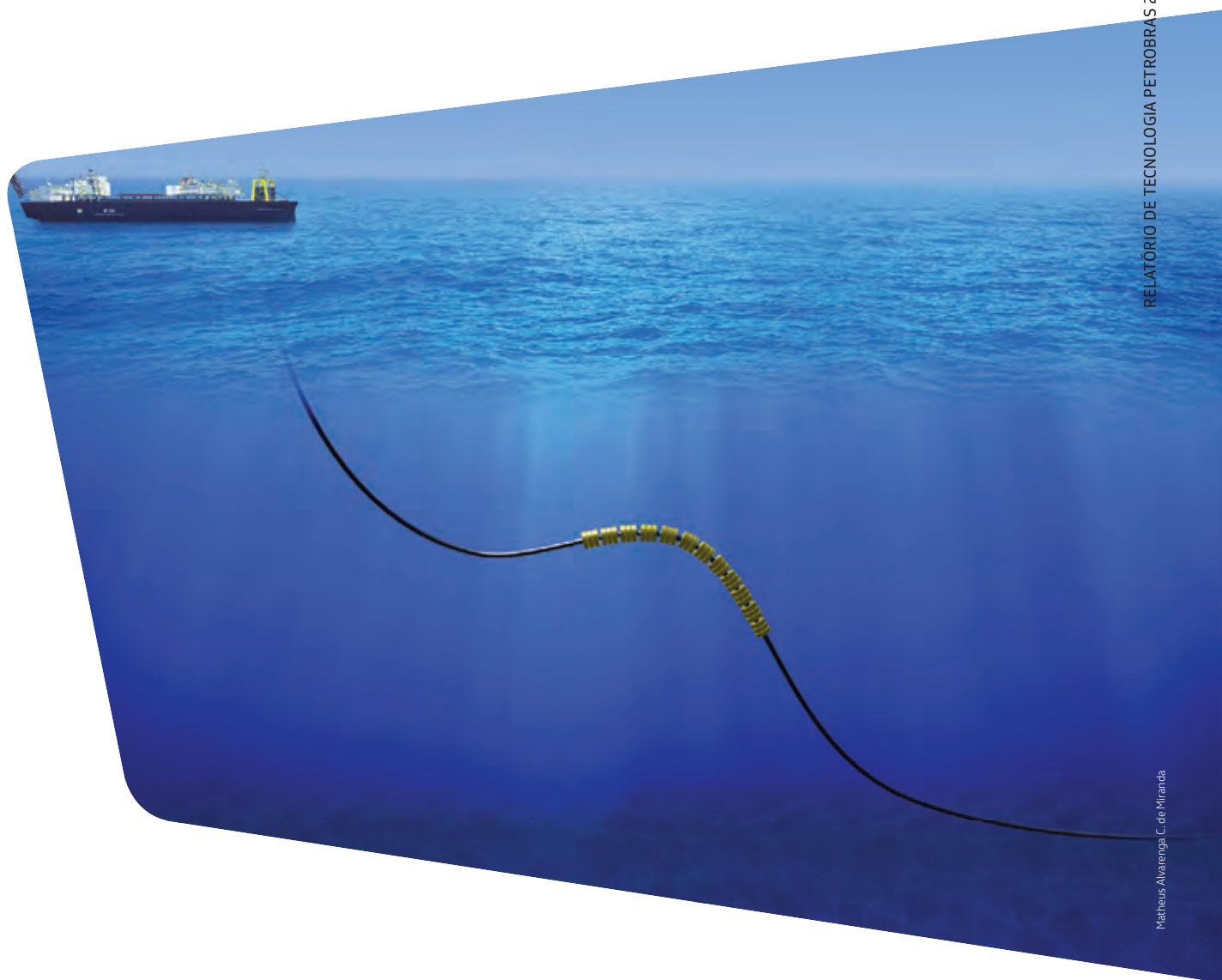
Foto fornecida por cortesia pela operadora

20

Configuração *Steel Lazy Wave Riser* (SLWR) otimiza custo do sistema de coleta de risers de Sapinhoá Norte

A nova configuração foi escolhida pela companhia para o sistema de coleta de risers de Sapinhoá Norte. A tecnologia viabiliza a utilização de risers de aço diretamente conectados a uma plataforma flutuante do tipo FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading*). Esse sistema de riser conta com a utilização de flutuadores em meia água, de modo a conferir uma geometria tal que assegure ao tubo de aço resistência à fadiga durante toda a vida do empreendimento. Extensos estudos de otimização da configuração estrutural do sistema para o cenário da Bacia de Santos foram desenvolvidos pela Petrobras e viabilizaram a opção pelo

SLWR em Sapinhoá Norte. O estudo permitiu a minimização de tubos com clad metálgico nos risers de produção, que pôde ser substituído em 70% do comprimento dos risers pelo clad mecânico, com menor preço e maior oferta pela indústria. Será o primeiro SLWR conectado a um FPSO ancorado por sistema *spread mooring* e o primeiro na região do polo pré-sal da Bacia de Santos. Esse deve ser o quarto sistema no mundo a utilizar o SLWR, após o Campo de Bonga na Nigéria, o Parque das Conchas (BC-10) na Bacia do Espírito Santo e o Campo de Stones no Golfo do México (ainda em implantação).





21

Novo modelo do SASMI obtém dados de pressão de fundo de poço para estudos sobre a continuidade de campos do pré-sal



Fotos: Mário Cesar Filho



▲ Protótipo SASMI desenvolvido pela Petrobras em parceria com a empresa Transcontrol

A Petrobras desenvolveu e comprovou o Sistema de Aquisição de Sinais com Monitoração Independente (SASMI). Aplicado no poço RJS-662A, no Campo de Lula, o SASMI obteve o histórico da pressão estática medida por novo sensor de fundo de poço *Permanent Downhole Gauge* (PDG) durante meses após o Teste de Longa Duração (TLD) realizado nesse poço. A tecnologia é uma patente conjunta da Petrobras com a empresa brasileira Transcontrol, que realiza leitura e armazenamento local dos dados fornecidos pelo PDG em poços que não podem enviar as informações até a superfície. Os dados de pressão no fundo do poço são valiosos para delimitação de reservatórios, determinação de conexão entre os poços e estimativa de permeabilidade das rochas. O aparelho, também informalmente chamado “*pen drive de ROV*”, possui cartão de memória SD e bateria com autonomia de uso de até dois anos. Com os novos PDGs desenvolvidos para o pré-sal, foi necessário adaptar o SASMI, criando interface universal para leitura de dados dos sensores de diferentes fornecedores. No caso do poço RJS-662A, as modificações foram realizadas em apenas 40 dias. A tecnologia está disponível para outras aplicações na área do pré-sal.





Ilustração de monoboia para
operação em águas profundas

22 Concluído projeto de casco monoboia otimizado como alternativa de exportação de petróleo do pré-sal

A Petrobras desenvolveu e patenteou monoboia inovadora para operação em águas profundas. É mais uma alternativa para o escoamento do óleo produzido no polo pré-sal da Bacia de Santos, além das opções de oleoduto e de navio *Dynamic Position* (DP – Posicionamento Dinâmico). O sistema prevê a instalação de monoboia em uma lâmina d'água de 2.200 metros conectada ao FPSO produtor por meio de dois dutos rígidos de 22 polegadas a meia água, o que viabiliza a exportação de óleo através de navios aliviadores convencionais. Sistemas similares já foram aplicados em nove campos na costa oeste

da África, mas com condições ambientais menos severas do que as identificadas na região do pré-sal no Brasil. O desenvolvimento contou com apoio da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), que realizou ensaios experimentais em seu Laboratório de Tecnologia Oceânica – LabOceano, confirmando e validando os modelos e resultados das simulações numéricas. O projeto recebeu aprovação da sociedade classificadora American Bureau of Shipping (ABS) e poderá ser aplicado em futuros empreendimentos da Petrobras, em função de estudos de otimização de custos e flexibilidade operacional.



23 Iniciada operação da primeira unidade industrial de hidrodesulfurização de nafta craqueada com tecnologia Petrobras, na Refinaria de Capuava

Capacidade para produzir

2.000

m³/d
de gasolina
com no máximo

50 ppm
de enxofre

A Unidade de Hidrodesulfurização de Nafta Craqueada (U-2316) da Refinaria de Capuava (Recap) possui capacidade para produzir 2.000 m³/d de gasolina com no máximo 50 ppm de enxofre. É a primeira unidade industrial de hidrodesulfurização seletiva da Petrobras dotada de tecnologia própria, não licenciada de terceiros, e contribuirá com a produção de gasolina mais estável e menos poluente, antecipando a especificação futura da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), em vigor a partir de 2014. O uso desse processo torna a Petrobras tecnologicamente independente na produção de gasolina com baixo teor de enxofre, sendo uma alternativa ao licenciamento adotado pela companhia em outras refinarias. O investimento total foi de R\$ 420 milhões, dentro dos parâmetros internacionais de custos para unidades com tecnologia equivalente.

Refinaria de Capuava (Recap)



Imagem: Isaias Tavares

Equipe responsável pelo desenvolvimento do Isozoom apresenta amostra do aditivo

24 Novo aditivo Isozoom proporciona aumento de 5% na produção de gasolina da Regap

A nafta craqueada é o insumo utilizado em maior proporção para a produção de gasolina pelas refinarias da Petrobras. A redução de 25% para 20% do teor de etanol na gasolina em outubro de 2011 e o uso de hidrotratamento diminuíram a octanagem da nafta craqueada, essencial para produção de gasolina. Desenvolvido pela Petrobras, em parceria com a Fábrica Carioca de Catalisadores, o aditivo Isozoom confere maior octanagem da nafta craqueada com mínima redução de rendimento, através de melhorias nas reações químicas do craqueamento catalítico em leito fluidizado (FCC). Isso permite maior incorporação da nafta de destilação direta na mistura final da gasolina fornecida pelas refinarias às distribuidoras, o que aumenta a oferta de gasolina. Após avaliação ao longo de 2010, o primeiro teste de produção do aditivo em escala comercial foi realizado em novembro de 2011 na Fábrica Carioca de Catalisadores. No início de 2012, foram realizados testes no processo de produção na Refinaria Gabriel Passos (Regap), que indicaram aumento de produção de gasolina de até 8 mil metros cúbicos/mês. O ganho estimado com o uso do aditivo Isozoom na Regap foi de US\$ 7,5 milhões por ano.

O ganho estimado com o uso do aditivo Isozoom na Regap foi de

US\$ 7,5
milhões
por ano



25 Validada em planta piloto introdução de nova matéria-prima para produção de querosene de aviação (QAV-1)

Para melhorar a qualidade do querosene de aviação (QAV-1), assim como para dar uma nova função a unidades de refinaria diante das novas especificações para produção de Diesel S10, pesquisadores estudam formas de ampliar uma das rotas atuais de produção do QAV-1. Entre elas, encontra-se o hidrotratamento (HDT) – processo que remove contaminantes e melhora a qualidade do produto. Foram concluídos os estudos de hidrogenação de diferentes misturas de querosene e nafta pesada de coqueamento retardado (NPK) em planta piloto da Petrobras, bem como desenvolvidos modelos que permitem estimar a porcentagem máxima de NPK na mistura, em função das condições do HDT, com foco na identificação da composição da carga para unidades de baixa severidade. O conhecimento da severidade necessária para o processo de hidrogenação permitirá reavaliar o papel das unidades de HDT de baixa severidade existentes, que hoje produzem óleo diesel. Tais unidades poderiam ser adaptadas para produzir querosene de aviação com a introdução de novas matérias-primas, como a NPK, hoje usada apenas como corrente de produção de diesel.

▶
*Planta piloto no Cenpes,
onde foi validada a
introdução de matéria-prima
para produção de QAV-1*



Ilustração da P-74 –
um dos quatro FPSOs
da Cessão Onerosa



26 Concluído FEED para os projetos de FPSOs da Cessão Onerosa

Rigorosamente de acordo com as métricas internacionais de custo e prazo de construção de unidades de mesmo porte e complexidade, a Petrobras concluiu o *Front End Engineering Design* (FEED) dos módulos de produção de quatro *Floating Production, Storage and Offloading* (FPSOs) – P-74, P-75, P-76 e P-77 – que serão instalados nas áreas do contrato de Cessão Onerosa do polo pré-sal da Bacia de Santos. O FEED é a documentação técnica base para a contratação da construção e montagem dessas plataformas. Tal projeto seguiu o mesmo conceito de modularização dos FPSOs pré-sal. Com peso seco estimado em 22 toneladas, os módulos de produção das plataformas possuem aplicação pioneira na Petrobras de planta de remoção de H₂S (sulfeto de hidrogênio) em am-

biente *offshore*, além de trocadores de calor do tipo casco e tubo otimizados. Os novos navios-plataforma foram projetados para operar por 25 anos e terão uma planta de processamento com capacidade para 180 mil blpd, movimentação e tratamento de gás natural de 7 milhões Nm³/d, exportação de óleo de 150 mil bopd, tratamento de água produzida de 150 mil blpd, injeção de água do mar de 200 mil blpd e acomodações para 110 pessoas. Adicionalmente, as plataformas P-75 e P-77 foram adaptadas às condições de alta temperatura de chegada de óleo e de pressão de *shut in*, identificadas a partir das condições de reservatório encontradas. Foram produzidos 1.020 documentos de especificação técnica para as plataformas P-74 e P-76 e 1.096 para as plataformas P-75 e P-77.



Agregação de valor e diversificação dos produtos



Nesse eixo estão os projetos voltados à ampliação da diversidade de fontes de energia e da carteira de produtos oferecidos pela Petrobras. Compreende a constante busca pela qualidade e pelo desempenho no desenvolvimento de novos combustíveis, lubrificantes e produtos especiais; a petroquímica; amônia e ureia, com uso voltado para a área de fertilizantes; o desenvolvimento e o aprimoramento de biocombustíveis e bioprodutos; e a geração de energia a partir da termoelectricidade e de outras fontes renováveis.



Pesquisador com amostra
de biolubrificante feito a
partir de mamona



Roberto Paes Leme

01 Petrobras produz, em escala piloto, biolubrificante a partir de mamona

A primeira batelada de biolubrificante a partir de biodiesel de mamona foi produzida no Núcleo Experimental de Fortaleza (NUEF), infraestrutura experimental da Petrobras dentro da Refinaria Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (Lubnor). O reator piloto multipropósito utilizado para realização do experimento foi projetado, construído e montado pela Petrobras. Permite a produção em batelada de até 40 litros de biolubrificante de mamona, matéria-prima escolhida pela alta viscosidade e pelas boas propriedades em baixas temperaturas, quando comparada a outras oleaginosas. Produzido via catálise química, esse biolubrificante tem potencial para ser utilizado em aplicações industriais e marítimas. Além dessa rota, outras tecnologias de produção de biolubrificantes a partir da mamona já se encontram em testes laboratoriais, como catalisadores homogêneos ácidos, catalisadores heterogêneos e enzimas. A Petrobras também investiga a produção de biolubrificantes a partir de pinhão-mansão e soja – duas oleaginosas –, além de glicerina e óleo de algas. Ao longo dos próximos anos, a pretensão é realizar mais testes em batelada para coletar os dados fundamentais para a escalada da tecnologia e para o projeto de futuras unidades industriais.

02 Concluído o projeto básico da Unidade de Biodiesel do Pará (UBP), com tecnologia de transesterificação da Petrobras

A planta tem capacidade nominal de produção de 200 mil toneladas por ano de biodiesel, especificado a partir de óleo de palma bruto e óleo de soja degomado. A UBP é composta de duas seções principais: Pré-Tratamento e Transesterificação. A primeira tem como objetivo a remoção, com menor custo de processamento, de componentes do óleo vegetal, tais como ácidos graxos e fosfatídeos, que possam interferir no processo de transesterificação ou na qualidade do biodiesel produzido. A segunda é responsável pela produção do biodiesel, além de matéria graxa e glicerina bruta como produtos de valor comercial. O projeto não apenas busca maximizar a utilização de equipamentos de conteúdo nacional e minimizar o investimento, como também apresenta custo operacional reduzido, mostrando-se competitivo em relação às tecnologias de mercado.



Fotos: Rogério Reis/Banco de Imagens Petrobras

As sementes de dendê são matéria-prima para a produção de óleo de palma bruto

Biodiesel produzido a partir de mamona, soja e metílico de palma



Unidade será capaz de produzir até

200.000

toneladas por ano de biodiesel



Leonardo de Oliveira Carvalho

Tipos de veículo utilizados durante os testes de campo

03 Realizado teste de campo em veículos com mistura B20 (diesel com 20% de biodiesel)

Veículos rodaram

100.000 km

durante testes de campo

O teste de campo de 100 mil quilômetros foi realizado com quatro veículos com tecnologia Proconve (Programa de Controle de Poluição do Ar por Veículos Automotores) P5 e quatro veículos com tecnologia Proconve L4. Foi constatado que o uso de mistura B20 apresentou diferenças significativas em relação à mistura B5, quanto à deterioração das emissões de poluentes. Com relação ao desempenho, houve perdas de até 7% nos veículos Proconve P5 que usaram mistura B20. Já os veículos Proconve L4 não apresentaram diferenças significativas na utilização dos dois combustíveis, indicando que a tecnologia dos motores deve ser considerada como um fator de influência. Atualmente as montadoras estão realizando a análise de deterioração das peças e partes dos motores.

04 Produção de poliestireno verde em unidade de bancada comprova sua viabilidade técnica

A Petrobras obteve, em testes de bancada, a primeira produção de poliestireno a partir de fonte renovável, o primeiro a receber certificação independente pela Beta Analytic. Na unidade piloto de craqueamento catalítico fluido da SIX, foi utilizado óleo de soja em substituição à carga de origem fóssil na geração de nafta aromática e posterior produção de estireno. Após a polimerização do estireno, obtém-se o poliestireno verde, que serve de matéria-prima para produtos como: descartáveis, refrigeração, embalagens e calçados. O produto final mantém as mesmas características dos poliestirenos de origem fóssil. A empresa INNOVA, da Petrobras, uma das principais petroquímicas de segunda geração do País, tem interesse na comercialização economicamente competitiva de estireno e poliestireno verde.



Amostra de poliestireno verde em vidro



Fotos: Roberto Paes Leme

O poliestireno verde serve de matéria-prima para produtos como:



descartáveis



refrigeração



embalagens



calçados



05 Aplicação de controle avançado na Unidade de Amônia da Fábrica de Fertilizantes da Bahia (Fafen-BA) evitará emissão de 17 mil toneladas por ano de CO₂

Redução no consumo de gás natural combustível em

4,6%

A instalação do controle avançado, com tecnologia Petrobras, para a otimização operacional na Unidade de Amônia da Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados da Bahia (Fafen-BA) foi concluída em março de 2012, com apoio da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). O sistema garante monitoramento constante de 98 pontos de controle do processo, atuando sobre 32 variáveis operacionais e reduzindo a variabilidade do processo. Com o controle avançado, houve redução no consumo de gás natural combustível em 4,6%, o que evitará 17 mil toneladas por ano de emissões de CO₂. Os ganhos em eficiência energética garantem a redução de custos em até R\$ 3,3 milhões por ano, além de menor desgaste de equipamentos e maior estabilidade operacional. O próximo passo é a implantação de novo sistema de controle avançado na Unidade de Ureia, também na Fafen-BA, e nas unidades de Amônia e Ureia na Fafen-SE, a partir de 2013.

Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados (Fafen-BA)



06

Petrobras produz 80 mil litros de etanol de segunda geração

O uso do bagaço de cana resultante da produção do etanol poderá permitir aumento de até 40% no volume de produção com a mesma área de plantio de cana. Para isso, a Petrobras investe no desenvolvimento de tecnologia para conversão do bagaço em etanol de segunda geração. Em 2012, a Petrobras produziu 80 mil litros do combustível em unidade de demonstração, com parceria nos EUA, para acelerar o desenvolvimento da tecnologia. O combustível produzido foi testado com sucesso pela primeira vez no Brasil, em uma frota com 40 minivans, utilizadas para o transporte de conferencistas durante a Conferência das Nações Unidas para o Desenvolvimento Sustentável, a Rio+20. A tecnologia para processamento do bagaço de cana segue em fase de consolidação na Petrobras e deverá, no futuro, ser integrada às suas usinas de produção de etanol de primeira geração.

▲
Veículo de testes de etanol de segunda geração



07

Metodologia da Petrobras é selecionada para avaliação nacional de aditivos em combustíveis

O método avalia a quantidade de resíduos depositados em válvulas de admissão e câmaras de combustão de motores de veículos movidos a gasolina aditivada. O objetivo é determinar a qualidade do aditivo utilizado na mistura com a gasolina. Esse método de verificação, até então utilizado pela Petrobras para testar os aditivos usados na gasolina da companhia, foi adotado na norma ABNT NBR 16038, que certificará a gasolina comercializada no Brasil a partir de 2014. Esse é o ano limite determinado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para que toda a gasolina utilizada no País em veículos automotores contenha aditivo detergente-dispersante (Resolução ANP nº 38, de 9 de dezembro de 2009). Por serem importados, os aditivos nem sempre são adequados à realidade da gasolina brasileira, que contém etanol em sua mistura. O novo ensaio verifica essa adequação da substância à mistura brasileira e certifica seu uso nos automóveis nacionais. Para elaborar a norma ABNT, foi formado um grupo de trabalho composto por Petrobras, ANP, Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (Anfavea), Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), fabricantes de aditivos, distribuidoras e instituições de pesquisa como a Fundação Centro Tecnológico de Minas Gerais (Cetec), o Instituto Mauá de Tecnologia (IMT) e o Instituto Nacional de Tecnologia (INT). Ao longo de 2013, entrarão em fase de testes os aditivos que serão utilizados pelo mercado a partir de 2014.



▲
Amostra de gasolina



Sustentabilidade



Esse eixo direciona os projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) voltados para a sustentabilidade em todos os processos e produtos da Petrobras. As pesquisas compreendidas aqui são transversais aos projetos desenvolvidos nos outros dois eixos, uma vez que o objetivo permanente é mitigar possíveis impactos que possam ser neutralizados ou mesmo transformados em resultados ambientais e econômicos positivos, com a conversão de resíduos e emissões em insumos que gerem valor para a indústria. A gestão de água e efluentes, incluindo a de CO₂ e outras emissões, bem como os projetos de aprimoramento da eficiência energética, as iniciativas de P&D na área de biodiversidade e a busca de soluções na área de integridade, segurança e confiabilidade estão nesse eixo.



01 Petrobras desenvolve metodologia inédita de monitoramento marinho de bioacumulação de contaminantes em águas tropicais rasas com atividades de E&P

A Petrobras monitorou, entre 2008 e 2012, a acumulação de metais e hidrocarbonetos em mais de 500 amostras de organismos marinhos. Amostras de ostras, peixes e algas foram monitoradas nas águas rasas do Emissário Submarino de Guamaré, na Bacia de Potiguar, Rio Grande do Norte (RN). O local recebe grande volume de descarte de água produzida tratada (95 mil m³/d). A metodologia foi concebida pela Petrobras e possui aplicação similar apenas no Mar do Norte. Os resultados obtidos pelo monitoramento de bioacumulação indicaram que a concentração dos poluentes na zona do lançamento não afetou a biota local. Os resultados consolidaram metodologia científica robusta para o monitoramento da bioacumulação em organismos marinhos presentes em águas tropicais rasas, com descarte de água produzida. A avaliação e interpretação dos resultados obtidos nos levantamentos realizados para águas profundas na Bacia de Campos prosseguem ao longo de 2013, em atendimento a condicionantes do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) para o licenciamento ambiental das operações da Petrobras através de um estudo transgeográfico. Re-

Transplante de ostras no entorno do Emissário Submarino de Guamaré (RN)



Foto fornecida por cortesia pela APLYSIA

plicável a futuras unidades, ele aprimorará a gestão ambiental dos potenciais impactos das atividades de exploração e produção da companhia. Iniciado em 2007, o estudo, inédito para águas tropicais, recebeu R\$ 10 milhões e teve apoio da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ), da Universidade Federal do Ceará (UFCE), da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) e da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), que realizaram a identificação das espécies e as análises químicas e biológicas. A empresa Aplysia projetou os sistemas de biomonitoramento e executou o trabalho de inserção e coleta dos organismos monitorados.

02 Comprovada tecnologia de reúso de água para sistema de resfriamento da Regap

Tecnologia permitirá economia de

15 bilhões

de litros de água por ano, equivalente ao consumo de

300 mil

pessoas

Testes realizados em 2012 na Refinaria Gabriel Passos (Regap), em Betim (MG), comprovaram a viabilidade de aplicação da água de reúso tratada por Eletrodialise Reversa (EDR) para o resfriamento da unidade de coque da refinaria. A unidade de EDR iniciou sua operação em 2011 e, ao longo de 2012, reaproveitou 420 milhões de litros de água, uma redução no consumo de água da refinaria equivalente ao consumo de 6 mil habitantes por dia. Pela primeira vez no mundo, um efluente de refinaria tratado por esse processo de dessalinização, através de separação por membranas, está sendo utilizado como água de reposição no sistema de resfriamento. Os estudos prosseguem ao longo de 2013 para avaliar e, caso necessário, tratar os efeitos corrosivos dessa água no sistema de resfriamento. A mesma tecnologia está em implantação em outras três unidades da Petrobras – Refinaria do Paraná (Repar), Refinaria do Nordeste (RNEST) e Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj) –, que, juntas, permitirão a economia de 15 bilhões de litros de água por ano, equivalente ao consumo de 300 mil pessoas.

03 Desenvolvidos softwares para cálculo de deformações em dutos utilizando metodologia inovadora

Os softwares DSE-R, DSE-B e DSE-T, desenvolvidos pelo Laboratório Nacional de Computação Científica (LNCC) de acordo com especificações elaboradas pela Petrobras, verificam os níveis de deformação em amassamento de duto a partir de dados provenientes de inspeção realizada por PIG (*Pipeline Inspection Gauge*) geométrico. Para isso, geram uma figura em três dimensões da seção deformada do duto. Tradicionalmente, a análise dos amassamentos em dutos é feita considerando-se apenas suas profundidades. Em 2003, a norma americana de gasodutos ASME B31.8 permitiu que essa mesma análise fosse feita a partir da geometria do duto deformado. Para utilização desse critério, a Petrobras, com apoio do LNCC e da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), desenvolveu uma metodologia

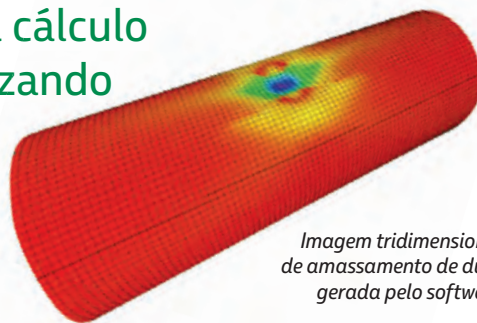


Imagem tridimensional de amassamento de duto gerada pelo software

que, incorporada aos softwares, realiza uma análise mais consistente da criticidade do amassamento em um duto, fundamental para a manutenção de sua integridade. A adoção dessa nova metodologia também pode render economia de recursos, uma vez que amassamentos que originalmente seriam reprovados pelo critério tradicional podem se revelar aceitáveis pelo novo critério. Para certificar os softwares desenvolvidos, os pesquisadores pretendem realizar nos próximos dois anos testes numéricos (ensaios computacionais) e ensaios de deformação de dutos em laboratório.

04 Tecnologia de oxicombustão em FCC é demonstrada para captura de CO₂ na SIX

Aplicada ao FCC, a oxicombustão permite que o CO₂ emitido pela unidade seja gerado de forma pura e possa ser diretamente capturado e destinado para armazenamento geológico ou para usos comerciais, tais como a recuperação avançada de petróleo. Como o FCC representa cerca de 30% das emissões de CO₂ nas refinarias da Petrobras, há grande potencial na tecnologia. Os testes foram realizados ao longo de 2012 na unidade multipropósito de FCC da SIX (Industrialização de Xisto, São Mateus do Sul, PR). Mostraram ser possível elevar em até 3% a taxa de conversão geral do FCC ou aumentar o processamento da carga em 10%. A oxicombustão consiste na utilização de oxigênio puro, em substituição ao ar atmosférico, como insumo para a reação de combustão dentro do FCC. Para esse desenvolvimento, a Petrobras e outras grandes empresas de óleo e gás que compõem o consórcio mundial "CO₂ Capture Project" investiram um total de R\$ 5,2 milhões, 20% dos quais provenientes da Petrobras. Também serão testados novos materiais para mitigar os efeitos corrosivos do CO₂ puro nos equipamentos periféricos do FCC, para a utilização em escala industrial.

Unidade multipropósito de FCC da SIX



Testes demonstraram aumento de até

3%

na taxa de conversão geral da unidade de FCC



05 Entra em operação no Cenpes a segunda unidade de reúso de água da Petrobras com tecnologia de biorreatores a membranas

Inaugurada em 2012, a Estação de Tratamento e Reúso de Água (ETRA) do Cenpes é a segunda unidade da Petrobras que utiliza a tecnologia de biorreatores a membranas para reúso de água. Após tratamento biológico, o efluente é filtrado por membranas para remoção de microorganismos. Na ETRA, destaca-se também a tecnologia de osmose reversa, capaz de desmineralizar a água. São tratados os esgotos sanitários, oleosos (laboratórios e unidades de processo) e industriais (purgas das torres de resfriamento). A água de reúso é aproveitada exclusivamente para realimentar o sistema de refrigeração do Cenpes, que também possui um sistema de captação da água da chuva, utilizada em bacias sanitárias e irrigação. A estação possui capacidade para tratar 600 milhões de litros de água por ano, além de aproveitar a água da chuva. Quando operar em plena capacidade, representará uma economia de R\$ 12 milhões em consumo de água potável e tratamento de esgoto. Também evitará o consumo de água potável suficiente para abastecer uma cidade de 15 mil habitantes. Mais uma unidade de tratamento de água com biorreatores a membranas está planejada para os próximos anos na Refinaria do Nordeste (RNEST).



Roberto Paes Leme

Estação de Tratamento e Reúso de Água do Cenpes

06 Primeira estação para tratamento biológico de efluente com alta salinidade confirma eficiência em escala industrial

Processados quase

515 milhões

de litros de efluentes no Tebar-SP em 2012

O tratamento biológico realizado na Estação de Tratamento de Efluentes (ETE) do Terminal Aquaviário de São Sebastião (Tebar-SP), em operação desde fevereiro de 2012, comprovou ser altamente eficiente no processamento de substâncias não tratadas pelo tradicional método físico-químico. Removeu 97% de amônia, matéria orgânica e fenóis dos efluentes, além de 79% de bário por insolubilização. Foram processados, ainda, quase 515 milhões de litros de efluentes ao longo de 2012, graças a nove anos de estudos conduzidos pela Petrobras para identificação e seleção de microorganismos marinhos resistentes a meio altamente salino – com concentração de até 80 mil mg de NaCl (cloreto de sódio) por litro. O resultado foi aceito pelo órgão ambiental responsável (Cetesb) em 2012, com a emissão da Licença de Operação definitiva da ETE do Tebar. A tecnologia será implementada em outras ETEs da Petrobras, como a do Terminal da Baía de Ilha Grande (Tebig), Angra dos Reis (RJ).

Estação de Tratamento de Efluentes do Tebar-SP



José Valpereiro

Segunda unidade de craqueamento catalítico (FCC) da Replan, onde foram implantados os sistemas SACI^{ot} e turboexpansor



07 Sistema turboexpansor instalado na Replan reduz em 90% os custos com energia elétrica

O sistema gera entre 11 e 13 MW a partir da expansão dos gases resultantes da queima de resíduo do petróleo (coque) na segunda unidade de craqueamento catalítico (FCC) da Replan. Os gases movimentam uma turbina que aciona um gerador elétrico. O investimento de US\$ 81 milhões em seis anos permite a recuperação da energia remanescente desses gases, resultando em uma produção de energia elétrica de baixo custo. Com o uso do turboexpansor, a refinaria passa a produzir internamente quase a totalidade da energia consumida, o que permite aproximá-la da autossuficiência energética e evitar interrupções em seus processos por variações no fornecimento de energia pelo mercado. A tecnologia já é aplicada nas unidades de FCC da Petrobras na Refinaria Gabriel Passos (Regap), Refinaria Landulpho Alves (RLAM), Refinaria de Capuava (Recap), Refinaria Alberto Pasqualini (Refap) e Refinaria Henrique Lage (Revap).

Outras
5 unidades
da Petrobras já possuem essa tecnologia instalada

08 Aplicação de tecnologia SACI^{ot} reduz emissão de material particulado e aumenta produção de gasolina na Replan

A instalação do SACI^{ot} na segunda unidade de craqueamento catalítico (FCC) da Replan (U-220A) diminuiu as perdas do catalisador utilizado para produção de gasolina, GLP e diluentes. Como consequência, a emissão de material particulado da unidade foi reduzida em 25%. Isso representa uma queda de 5% de todas as emissões de material particulado da refinaria. Esse resultado possibilitou à Replan antecipar-se aos limites de emissão estabelecidos pela Resolução Conama 436, obrigatória a partir de 2022. A U-220A passou a operar em capacidade plena, o que permitiu a elevação de carga processada em 1.000 m³/d, uma rentabilidade adicional de US\$ 20 milhões ao ano. Em relação à opção convencional para a redução de emissão de particulados da U-220A, o SACI^{ot} tem um custo 10 vezes inferior. A tecnologia SACI, patenteada pela Petrobras e aplicada pela primeira vez em 1999 na Refinaria Isaac Sabbá em Manaus (Reman), consiste em um conjunto de modificações realizadas nos ciclones dos regeneradores das unidades de FCC que aumentam a eficiência de coleta do catalisador presente no gás de combustão. O SACI^{ot} aprimora essa tecnologia. Para isso, faz uma pequena mudança em detalhe construtivo do sistema de coleta. Prevê-se para os próximos anos a instalação do SACI^{ot} na unidade de FCC da Refinaria Landulpho Alves (RLAM) e na primeira unidade de FCC da Replan.

Aumento de
1.000 m³/d
na carga processada e rentabilidade adicional de
us\$ 20 milhões
ao ano

INFRAESTRUTURA EM INSTITUIÇÕES DE C&T

56

RELATÓRIO DE TECNOLOGIA PETROBRAS 2012

Roberto Paes Leme





Nossos gastos com pesquisa e desenvolvimento possuem parcela significativa destinada a instituições de ciência e tecnologia nacionais. São investimentos obrigatórios presentes em nossos contratos de concessão e de cessão onerosa vigentes no Brasil com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, a ANP.

Como forma de melhor aproveitar esses recursos, temos investido, em parceria com tais instituições, na melhoria do parque tecnológico brasileiro. A seguir são descritas as principais inaugurações realizadas por nossos parceiros com esses investimentos.

Laboratório de Metrologia e Automação

Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC)

Rede de Metrologia

Na infraestrutura, voltada para avaliação da incerteza de medição e desenvolvimento de técnicas e sistemas de medições avançados, foi instalado o segundo tomógrafo computadorizado industrial para aplicações metrológicas da América Latina e o primeiro em uma instituição de P&D. O equipamento é utilizado em projetos de medição e instrumentação avançadas para o setor de petróleo e gás, como análise de porosidade de rochas e de materiais compósitos. O laboratório, inaugurado em março, recebeu investimento de R\$ 1,7 milhão.



Patrick Artmann

Laboratório de Polímeros e Bioprocessos

Universidade Federal da Bahia (UFBA)

Rede de Petroquímica

O laboratório, inaugurado em março com investimento de R\$ 1,7 milhão, possibilita a elaboração e avaliação de fertilizantes e suplementos de alimentação animal perolados baseados em ureia. A perolação da ureia, uma das principais tecnologias para fertilizantes no mundo, permite a liberação controlada dos nutrientes, favorecendo maior aproveitamento do insumo, e proporciona redução de custos de aplicação e ganho ambiental.



Marco Nascimento

Núcleo de Competências em Química do Petróleo

Universidade Federal do Espírito Santo (UFES)

Núcleo Regional de Competência da UFES e Rede de Óleos Pesados

Com 3 mil m², o núcleo, inaugurado em março com investimento de R\$ 31 milhões, é o maior centro de pesquisa em química do petróleo em uma universidade brasileira, com 24 laboratórios destinados a apoiar as atividades realizadas pela Petrobras no Espírito Santo, tanto para processamento primário quanto para avaliação de petróleo. No núcleo, há o Laboratório de Difração de Raios X, um dos mais avançados da América Latina; o 1º Espectrômetro de Massa do Hemisfério Sul; e o único Sistema de Destilação para Ponto de Ebulição Verdadeiro (PEV) em uma universidade.



Vanessa Penna

Núcleo de Computação Aplicada

Universidade Federal do Maranhão (UFMA)

Rede de Computação Científica e Visualização – Rede Galileu

Em março, foi inaugurado o núcleo voltado para pesquisas em visualização e computação científica para a indústria de petróleo, gás e energia. Na infraestrutura, serão desenvolvidas pesquisas em realidade virtual para visualização de dados de prospecção de petróleo e realidade aumentada sem marcadores para operação remota e inspeção de instalações industriais. A Petrobras investiu R\$ 1,5 milhão no núcleo.



Marco Nascimento



Wladimir Alexandre

Planta Piloto de Cultivo de Microalgas para Produção de Biodiesel

Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN)

Rede de Bioprodutos

Na planta, inaugurada em abril na cidade de Extremoz (RN) com investimento de R\$ 2,3 milhões, será possível aprofundar os estudos sobre o potencial das microalgas como nova alternativa para geração de energia limpa no Brasil e sua utilização para futura produção de biocombustíveis. Os fotobiorreatores, com capacidade útil de 4 mil litros, serão utilizados para estudar a produtividade das microalgas e seu teor de óleo.

Laboratório de Tribologia e Metrologia Dimensional

Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ)

Rede de Lubrificantes

No laboratório, destinado a realizar estudos da tribologia, ciência voltada ao entendimento dos fenômenos relativos ao atrito, ao desgaste e à lubrificação, é possível investigar o comportamento das formulações de lubrificantes sob diferentes condições de operação. Os lubrificantes podem ser testados em regime elasto-hidrodinâmico, com elevadas pressões superficiais, o que possibilita medir o coeficiente de atrito gerado, além do gerenciamento de outros parâmetros, como temperaturas e vibrações. Inaugurado em abril, o laboratório contou com investimento de R\$ 1 milhão.



Roberto Paes Leme



Marco Nascimento

60

RELATÓRIO DE TECNOLOGIA PETROBRAS 2012

Laboratório de Isótopos Estáveis

Universidade Federal da Bahia (UFBA)

Rede de Geoquímica

No laboratório, inaugurado em maio, é possível realizar a caracterização isotópica de águas de formação para determinar sua origem e evolução nos campos de petróleo. Assim é determinado o histórico de biodegradação no óleo, informação relevante para avaliação e definição da qualidade do óleo. Outro dado importante é a avaliação da composição salina das águas dos reservatórios, tanto para entender os processos de transformação que o petróleo sofre ao longo dos anos, quanto para evitar a contaminação do subsolo ou solo com a alta salinidade. A Petrobras investiu R\$ 1 milhão nessa infraestrutura.

Laboratório de Mecânica Computacional e Visualização

Universidade Federal do Ceará (UFC)

Rede de Computação Científica e Visualização – Rede Galileu

Inaugurado em junho, nele são realizadas pesquisas na área de visualização e mecânica computacional para a indústria de petróleo, gás e energia. Com essa infraestrutura, é possível, em um mesmo local, realizar pesquisas que integram a visualização computacional aos sistemas de simulação em engenharia. A Petrobras investiu R\$ 1,5 milhão no laboratório.



Marco Nascimento

Núcleo de Biocombustíveis, de Petróleo e de seus Derivados

Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ)

Rede de Bioprodutos

Com uma área de 2 mil metros quadrados, o núcleo, inaugurado em julho, é composto por 16 laboratórios e três plantas piloto. É o primeiro grupo de laboratórios no Brasil que associa, em um mesmo local, estrutura para desenvolver processos termoquímicos e bioquímicos de transformação de matérias-primas renováveis e fósseis associadas para obtenção de biocombustíveis. Também é capaz de realizar estudos avançados com petróleo e seus derivados. O NBPD recebeu investimento de R\$ 5,2 milhões da Petrobras.



Roberto Paes Leme



Marco Nascimento

Laboratório de Ligantes, Misturas Asfálticas e Solos

Universidade Federal do Amazonas (UFAM)

Rede de Tecnologia em Asfalto

No laboratório, serão realizados estudos de tecnologias de pavimentação asfáltica rodoviária e aeroportuária para a região amazônica. Entre as pesquisas, destaca-se a busca por soluções para a acentuada deformação dos revestimentos asfálticos, principalmente na forma de afundamento nos pavimentos. Também são estudados métodos para evitar o trincamento por fadiga, principal mecanismo de ruptura verificado nos revestimentos asfálticos no Brasil. Foi investido R\$ 1 milhão no laboratório, inaugurado em julho.

Laboratório de Estradas

Universidade de São Paulo (USP)

Rede de Tecnologia em Asfalto

No laboratório, inaugurado em agosto, serão desenvolvidas pesquisas na área de asfalto para pavimentos rodoviários e aeroportuários. Também serão realizados estudos de ligantes e misturas asfálticas para revestimento de pavimentos flexíveis, como é o caso do asfalto modificado por borracha moída de pneus (asfalto-borracha) e resíduo de óleo de xisto. Isso poderá permitir o aumento da qualidade dos pavimentos, principalmente em locais com elevado volume de tráfego. A Petrobras investiu R\$ 525 mil no laboratório.



Rafael Rega

Laboratório de Separação de Fases

Universidade Federal de Itajubá (Unifei)

Núcleo Regional de Competência da Unifei

O laboratório, inaugurado em agosto, faz parte do Núcleo de Separadores Compactos e seus principais objetivos são:

- a) desenvolver equipamentos compactos para reduzir a área e a carga das instalações de produção em unidades de produção *offshore* e em sistemas submarinos de produção; e
- b) realizar testes de separadores compactos para o processamento primário do petróleo para operações de purificação de óleo e água. É uma das poucas instalações no País que operam com vazões elevadas de fluidos reais, permitindo maior precisão nos resultados. A Petrobras investiu R\$ 3,8 milhões e o núcleo ocupa 1.250 m².



Henrique Steir

Laboratório de Geoquímica Orgânica

Universidade Federal Fluminense (UFF)

Rede de Geoquímica

Inaugurada em setembro, a infraestrutura é destinada para estudo e quantificação de hidrocarbonetos (petróleo e gás) em testemunho de sedimentos do fundo marinho e em amostras coletadas em bacias terrestres. Em ambos os casos, o objetivo é aprimorar a caracterização de sistemas petrolíferos, utilizando essas informações no processo exploratório. O laboratório contou com investimento de R\$ 1,4 milhão.



Tália Chaves



Marco Nascimento

Museu de Oceanografia

Universidade Federal de Pernambuco (UFPE)

Rede de Monitoramento Ambiental Marinho

Com investimento de R\$ 1,5 milhão, o museu, inaugurado em outubro, é voltado para pesquisas de caracterização e monitoramento ambiental de ecossistemas marinhos, visando ao conhecimento da biodiversidade e à avaliação de impacto em áreas com atividades da indústria petrolífera. Conta com grande acervo científico da biodiversidade do Atlântico Sul Ocidental, composto por cerca de 13 mil amostras de crustáceos, 7 mil de moluscos, 4 mil de outros invertebrados (poliquetas e esponjas), 8 mil de plâncton (fitoplâncton e zooplâncton) e 1.300 peixes. Com a infraestrutura, é possível armazená-las de forma adequada para garantir sua preservação.

Unidade Protótipo de Catalisadores (Procat)

Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ)

Rede de Desenvolvimento de Catálise

Em parceria com a Fábrica Carioca de Catalisadores, a unidade foi inaugurada em novembro para pesquisa de novas tecnologias de preparo de catalisadores e seus componentes. Com capacidade de produzir até 100 quilos de catalisadores por dia, a Procat já iniciou com a Petrobras projeto de pesquisa com três linhas de trabalho: catalisadores para craqueamento catalítico fluido (FCC); catalisadores para abatimento de emissões de CO₂ em processos industriais; e catalisadores para área de polímeros. Com um investimento de R\$ 27 milhões, a Procat conta com equipamentos que permitem a realização de testes em escala protótipo.



Roberto Paes Leme



Roberto Paes Leme

Laboratório de Redes Industriais e Sistemas de Automação

Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ)

Rede de Integração C&T-Indústria no Processo Produtivo Nacional

Inaugurado em novembro, o laboratório foi construído para pesquisas de novas tecnologias de avaliação de desempenho e procedimentos de integração de redes industriais com e sem fio. No laboratório, que contou com investimento de R\$ 1 milhão, foram instalados equipamentos de infraestrutura e sistemas de hardware e software da área de redes industriais e sistemas de automação, capacitando-o para otimizar o parque industrial da Petrobras.

Laboratório da Divisão de Recursos Microbianos

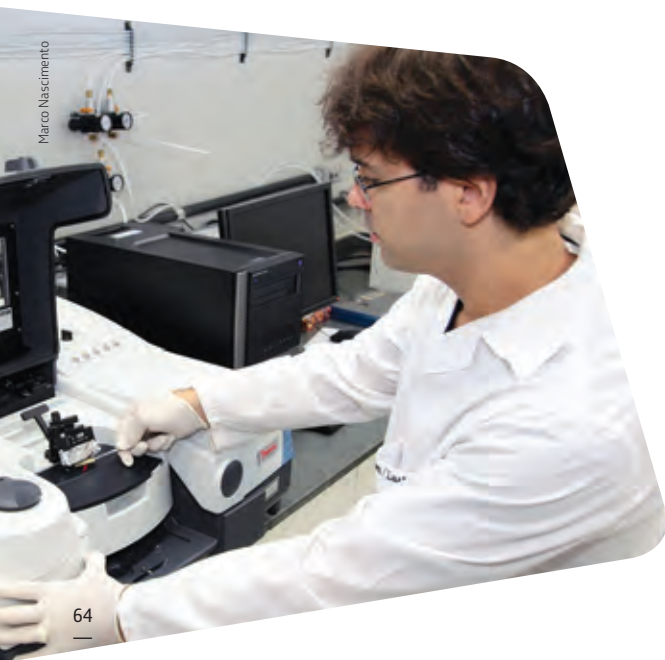
Universidade Estadual de Campinas (Unicamp)

Rede de Geoquímica

Inaugurada em novembro, a ampliação da infraestrutura voltada para pesquisas integradas de Geoquímica, Microbiologia e Biocatálise permitirá o melhor entendimento de processos e mecanismos microbiológicos que podem alterar de modo significativo as características do petróleo. Os resultados servirão de base para a concepção de modelos preditivos da ocorrência e intensidade de biodegradação em campos petrolíferos. Foram investidos R\$ 4 milhões em 390 m² de área construída.



Carlos Eduardo Nickel



Marco Nascimento

64

RELATÓRIO DE TECNOLOGIA PETROBRAS 2012

Laboratório de Engenharia de Polímeros e Compósitos III (LepCom III)

Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG)

Rede de Petroquímica

No laboratório, será possível realizar processamento, caracterização e avaliação estrutural de propriedades de materiais poliméricos e produzir misturas de diferentes tipos de materiais que possibilitem a obtenção de polímeros biodegradáveis. As pesquisas ampliarão o portfólio de produtos e materiais utilizados como matéria-prima para produção de materiais plásticos, que serão utilizados na indústria química e petroquímica, em embalagens e materiais estruturais. Inaugurado em abril, o laboratório recebeu R\$ 1,5 milhão de investimento.

Centro de Estudos em Petróleo

Universidade Federal de Santa Maria (UFSM)

Rede de Óleos Pesados

Na infraestrutura, inaugurada em maio, serão realizadas pesquisas relacionadas ao processamento primário de petróleos leves e pesados produzidos no Brasil. Seu diferencial é o uso de energias alternativas envolvendo ultrassom e micro-ondas para separação de petróleo. O laboratório também atua na área de avaliação de petróleo e desenvolverá novos métodos analíticos voltados à caracterização de petróleo e derivados. Construído em uma área de mais de 1 mil m², recebeu investimento de R\$ 3 milhões.



Roberto Neves

Laboratório de Proteção Catódica e Revestimentos

Centro de Tecnologia em Dutos (CTDUT)

Rede de Dutos

O laboratório, inaugurado em maio, permitirá simular situações operacionais de dutos enterrados ou marítimos para o desenvolvimento e aprimoramento de novas tecnologias e práticas na área de integridade e dutos. Construído e instalado em uma área de 1.400 m², a unidade conta com um tanque de testes com dois metros de diâmetro, dois conjuntos de isolamento elétrico de tubulações dos tipos convencional e monobloco, 24 caixas para avaliação do efeito de proteção catódica sobre revestimentos anticorrosivos, um trilho de trem para simular interferência de ferrovias, entre outros equipamentos. Foram investidos R\$ 3,5 milhões no laboratório.



Divulgação CTDUT



Marco Nascimento

Laboratórios de Pesquisa Aplicada à Exploração de Petróleo e Gás (Lapaex)

Universidade Federal do Pará (UFPA)

Rede de Geofísica

O complexo, inaugurado em maio, reúne quatro laboratórios onde serão realizadas pesquisas em geofísica do petróleo: métodos elétricos e eletromagnéticos, métodos gravimétrico e magnético, métodos sísmicos, métodos interpretativos e processamento de dados geofísicos de poços de petróleo e água subterrânea. Também serão desenvolvidos estudos para caracterização de reservatórios através de algoritmos inteligentes e migração por extrapolação de ondas em 3D. A Petrobras investiu R\$ 1,5 milhão na infraestrutura.

Coleção Biológica Professor Edmundo F. Nonato

Universidade de São Paulo (USP)

Rede de Monitoramento Ambiental Marinho

A infraestrutura, inaugurada em agosto, é voltada para manutenção das coleções biológicas marinhas e abriga 45 mil amostras de organismos coletados durante pesquisas biológicas. São organismos provenientes de áreas costeiras, incluindo águas profundas do Brasil, principalmente da Bacia de Santos, e da Antártica. O espaço conta com arquivos deslizantes para acomodação das amostras, equipamentos ópticos de última geração com equipamento fotográfico para elaboração de ilustrações científicas, e um "freezer" de temperaturas ultra-baixas (-86°C) para conservar amostras destinadas a estudos genéticos. A Petrobras investiu R\$ 800 mil na infraestrutura.

Carlos Eduardo Nickel



GLOSSÁRIO

ÁREA DE EXPLORAÇÃO

Região no Brasil sob contrato regulatório sem um acúmulo conhecido de hidrocarbonetos ou com um acúmulo de hidrocarbonetos que ainda não foi declarado.

ANP

A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis é o órgão regulador federal da indústria de petróleo, gás natural e combustíveis renováveis no Brasil.

ÁGUAS PROFUNDAS

Entre 300 e 1.500 metros (984 e 4.921 pés) de profundidade.

ÁGUAS ULTRAPROFUNDAS

Acima de 1.500 metros (4.921 pés) de profundidade.

BATIMETRIA

Processo de mensuração da profundidade dos oceanos e mares, com o uso de sistemas acústicos (ecobatímetros).

CLAD METALÚRGICO E MECÂNICO

Material metálico para revestimento interno com propriedades resistentes a contaminantes (CO_2 e H_2S) encontrados na produção do pré-sal. No clad metalúrgico, a fabricação é complexa e de alto custo, pois o revestimento é constituído juntamente com o tubo. No clad mecânico, o revestimento é inserido no tubo após a fabricação, em processo mais simples, sendo, portanto, opção mais atraente em relação ao primeiro.

CRAQUEAMENTO CATALÍTICO

Processo através do qual as moléculas de hidrocarbonetos são quebradas (craqueadas) em frações mais leves pela ação de um catalisador.

DESTILAÇÃO

Processo através do qual os líquidos são separados ou refinados por vaporização seguida de condensação.

ELETRODIÁLISE REVERSA (EDR)

Processo no qual os sais dissolvidos na água são transferidos, através de membranas, de uma solução menos concentrada para outra mais concentrada, por meio de corrente elétrica direta.

EXPLOTAÇÃO

Retirada, extração ou obtenção de recursos naturais para fins de aproveitamento econômico. Esse termo se contrapõe à exploração, que se refere à fase de prospecção e pesquisa dos recursos naturais.

FEED

Sigla, em inglês, para *Front-End Engineering Design*. Entre o projeto básico e a obra, é a etapa de análise de consistência do projeto básico e pré-detalhamento.

FPSO

Sigla, em inglês, para *Floating Production, Storage and Offloading*. Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência de petróleo.

GNL

Gás natural liquefeito.

GLP

Gás liquefeito de petróleo – mistura de hidrocarbonetos saturados e não saturados em sua maior parte com três e quatro átomos de carbono, utilizada como combustível doméstico.

MODELAGEM SÍSMICA

Representação de dados sísmicos com o objetivo de definir os limites da resolução sísmica e melhorar a interpretação de tais dados.

OCTANAGEM

Índice de resistência à detonação do combustível.

PETRÓLEO SINTÉTICO E GÁS SINTÉTICO

Mistura de hidrocarbonetos derivada por aumento de nível (isto é, alterada quimicamente) do betume natural de areias oleosas, do querosene oriundo de xisto oleoso ou do processamento de outras substâncias, tais como gás natural ou carvão. O petróleo sintético pode conter enxofre ou outros compostos não hidrocarbonetos e possui muitas semelhanças com o petróleo natural.

RESERVA NA CAMADA DE PÓS-SAL

Formação geológica contendo depósitos de petróleo ou gás natural localizados acima de uma camada de sal.

RESERVA NA CAMADA DE PRÉ-SAL

Uma formação geológica contendo depósitos de petróleo ou gás natural localizados abaixo de uma camada de sal.

RISER FLEXÍVEL

Duto de escoamento responsável pela ligação entre o poço e a unidade flutuante que, por conta de sua constituição, tem flexibilidade maior do que aqueles fabricados com tubos metálicos rígidos.

SISTEMA *SPREAD MOORING*

Sistema de ancoragem do FPSO que utiliza agrupamentos de linhas de ancoragem na proa e na popa, normalmente dispostos simetricamente. Esse sistema mantém o aproamento constante do FPSO, o que normalmente é um cenário mais desafiador para o projeto do sistema de riser.

TLD

Teste de Longa Duração.

UNIDADES DE MEDIDA

blpd: barris de líquido por dia

bopd: barris de óleo por dia

m³/d: metros cúbicos por dia

m/h: metro por hora

Nm³/d: normal metros cúbicos por dia

ppm: partes por milhão

EXPEDIENTE

RESPONSÁVEIS PELAS INFORMAÇÕES

Marcos Isaac Assayag

Gerente Executivo do Centro de Pesquisas e Desenvolvimento
Leopoldo Américo Miguez de Mello

Theodore Helms

Gerente Executivo de Relacionamento com Investidores

Wilson Santarosa

Gerente Executivo de Comunicação Institucional

REDAÇÃO

Fábia Andérez, Letícia Montello, Liza Albuquerque e Mário César Filho

PRODUÇÃO EDITORIAL

Fábia Andérez, Juliana Rodrigues, Liza Albuquerque,
Mário César Filho, Talita Chaves e Vanessa Penna

EDIÇÃO

Clarisse Furlani e Pedro Lemos Tavares

PROJETO GRÁFICO E DIAGRAMAÇÃO

Azul Publicidade

REVISÃO

Sandra Miguel

Publicado em setembro de 2013, referente ao período
de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2012

*As fotos cujas autorias não estão creditadas pertencem
ao Arquivo Petrobras. Todos os direitos reservados.*

