

TECNOLOGIA

PETROBRAS

2014



TECNOLOGIA PETROBRAS 2014



**NOSSA TECNOLOGIA
3 VEZES PREMIADA**

DISTINGUISHED ACHIEVEMENT AWARD 2015

MENSAGEM DO PRESIDENTE

RELATÓRIO DE TECNOLOGIA PETROBRAS 2014 | 4



A Petrobras é uma empresa respeitável, sólida e pujante, com elevado padrão técnico e grande geradora de riquezas para o país. Seus ativos e sua produção impressionam, mas são as pessoas que aqui trabalham que formam o seu grande patrimônio. São elas as maiores responsáveis pelas inúmeras descobertas e recordes que a companhia coleciona ao longo de sua história.

Os resultados alcançados são muitos. Um exemplo recente, que a coloca como referência da indústria de energia, foi a conquista, pela terceira vez, do OTC Distinguished Achievement Award for Companies, Organizations, and Institutions, o reconhecimento máximo que uma empresa de petróleo pode receber no segmento offshore.

Na edição Offshore Technology Conference (OTC), de maio de 2015, a Petrobras recebeu o prêmio pelas dez principais inovações tecnológicas relacionadas à produção na região do pré-sal. Essas inovações nos permitiram alcançar, em dezembro de 2014, o marco de 713 mil barris de petróleo por dia na região do pré-sal, apenas oito anos após a descoberta de tais reservas.

Tudo isso é consequência de um enorme esforço e comprometimento de milhares de profissionais que trabalham nessa empresa. A história da Petrobras é pautada na construção coletiva, no compartilhamento de estratégias, na união pela inovação e assim a Petrobras seguirá atuando de forma consistente e sustentável.

A empresa avançou em questões relacionadas à transparência e governança. Por isso, estamos investindo na sinergia entre as diretorias e em maior agilidade para os processos, com cada vez mais segurança, por meio da implantação da área de Governança, Risco e Conformidade.

Dessa forma, reforça-se a conformidade processual, além de mitigar riscos nas atividades da companhia.

Com a revisão do modelo de gestão, instrumentos mais rigorosos de governança passam a existir, a fim de ampliar a transparência perante o mercado e a confiabilidade junto aos investidores. Com isso, assegura-se também melhor alocação de recursos e investimentos aos projetos mais importantes para a empresa.

Mesmo com um ano de 2014 desafiador, a companhia não perdeu sua essência e esse relatório é prova disso. A busca constante pela excelência tecnológica é parte do seu DNA e os resultados tecnológicos de 2014, descritos ao longo dessa publicação, mostram que a cultura da inovação não só está presente nos seus segmentos de atuação, como está impulsionando a Petrobras para o futuro.

Sinto orgulho de agora fazer parte dessa empresa que conta com um corpo técnico notável, comprometido e responsável pelas conquistas alcançadas ao longo da sua trajetória. A força de trabalho dessa empresa tem sido o principal alicerce de enfrentamento da mais recente crise. E também será ela a chave para olhar adiante e seguir no caminho do crescimento. A soma da capacidade de todos permitirá superar os desafios. Estamos olhando para o futuro e tenho certeza de que, juntos, faremos uma Petrobras cada vez mais forte.

Aldemir Bendine

Presidente da Petrobras

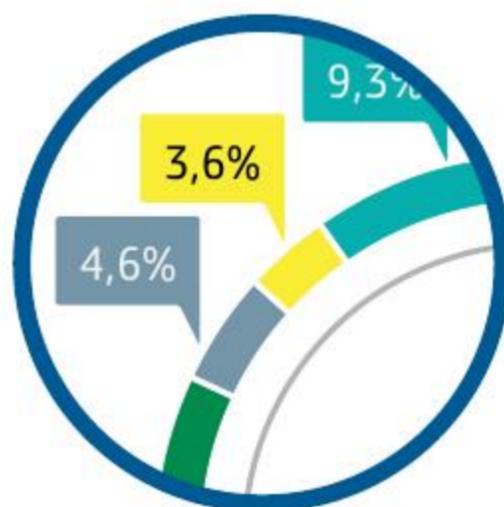
Setembro de 2015

SUMÁRIO

08 — ESTRATÉGIA TECNOLÓGICA



10 GESTÃO
TECNOLÓGICA



14 RECURSOS
FINANCEIROS



16 RECURSOS
HUMANOS,
INFRAESTRUTURA
E PARCERIAS



18 PRÊMIO OTC
TECNOLOGIAS
DO PRÉ-SAL

20 RESULTADOS 2014



23 EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO



49 ABASTECIMENTO



61 GÁS & ENERGIA



69 BIOCOMBUSTÍVEL



75 TRANSVERSAIS E DE SUSTENTABILIDADE

84 GLOSSÁRIO

ESTRATÉGIA TECNOLÓGICA

A Petrobras é uma empresa de intensa base tecnológica, com uma trajetória de sucesso na superação de desafios e inovações bem sucedidas. Sua estratégia tecnológica tem como fundamento alavancar a missão da empresa, provendo resultados que tenham aplicabilidade direta nos negócios e que estejam em conformidade com suas Grandes Escolhas e Direcionadores Estratégicos. Além disso, mantém um olhar no futuro e procura antecipar tendências tecnológicas e oportunidades para inovação.

Por entender e valorizar a importância da tecnologia para seus resultados, a Petrobras mantém significativos investimentos em Pesquisa & Desenvolvimento e uma extensa gama de parcerias com instituições de pesquisa, fornecedores e clientes. Além disso, investe intensamente no treinamento de seu quadro profissional já altamente qualificado, para mantê-lo atualizado, compartilhar conhecimento e ampliar sua rede de relacionamentos, favorecendo assim a criatividade e inovação necessárias para garantir a vantagem competitiva da companhia.



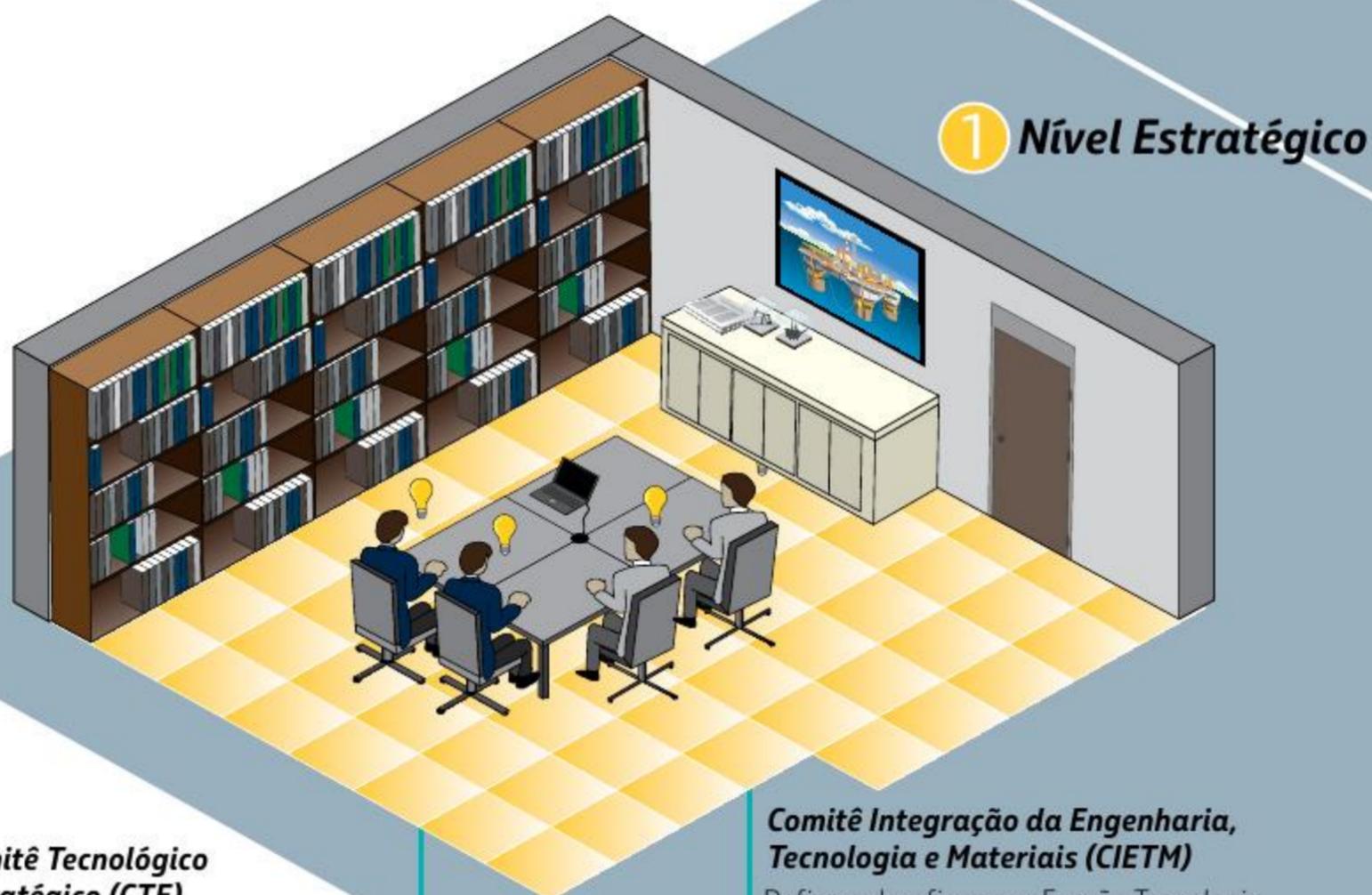
Gestão Tecnológica

A gestão tecnológica da companhia é feita de maneira compartilhada entre o Centro de Pesquisas e Desenvolvimento da Petrobras - Cenpes, unidade onde se concentram as atividades de pesquisa e desenvolvimento (P&D), e os segmentos de negócios da empresa. Os mais de 60 anos de existência da Petrobras e os 50 anos do Cenpes fazem com que atualmente a companhia conte com um Sistema Tecnológico robusto, que lhe permite desenvolver as mais variadas tecnologias, responder rapidamente a mudanças de cenário e inovar. O modelo adotado, representado nas figuras abaixo, tem por premissa prover uma atuação 100% alinhada à estratégia corporativa em todos os níveis – estratégico, tático e operacional. Assim, o trabalho começa no Plano Estratégico da companhia que, aliado ao estudo das tendências tecnológicas e de cenários futuros, é desdobrado até o nível de projetos de P&D, definidos em conjunto pelo Cenpes e as áreas de negócio. É um modelo orientado para o trabalho integrado das diversas áreas da empresa, proporcionando uma visão de conjunto que favorece a definição da melhor carteira de projetos para atender sua estratégia.

10

RELATÓRIO DE TECNOLOGIA PETROBRAS 2014 |

Estrutura de Governança de P&D



Comitê Tecnológico Estratégico (CTE)

Define e prioriza desafios e gargalos tecnológicos das áreas de negócio, define diretrizes e objetivos das carteiras, cria e encerra programas tecnológicos, define metas e identifica sinergia entre carteiras

Comitê Integração da Engenharia, Tecnologia e Materiais (CIETM)

Define o desafio para a Função Tecnologia da Petrobras, suas Políticas, Objetivos Estratégicos, Focos Tecnológicos, Investimentos e Alocação de recursos



3 Nível Operacional



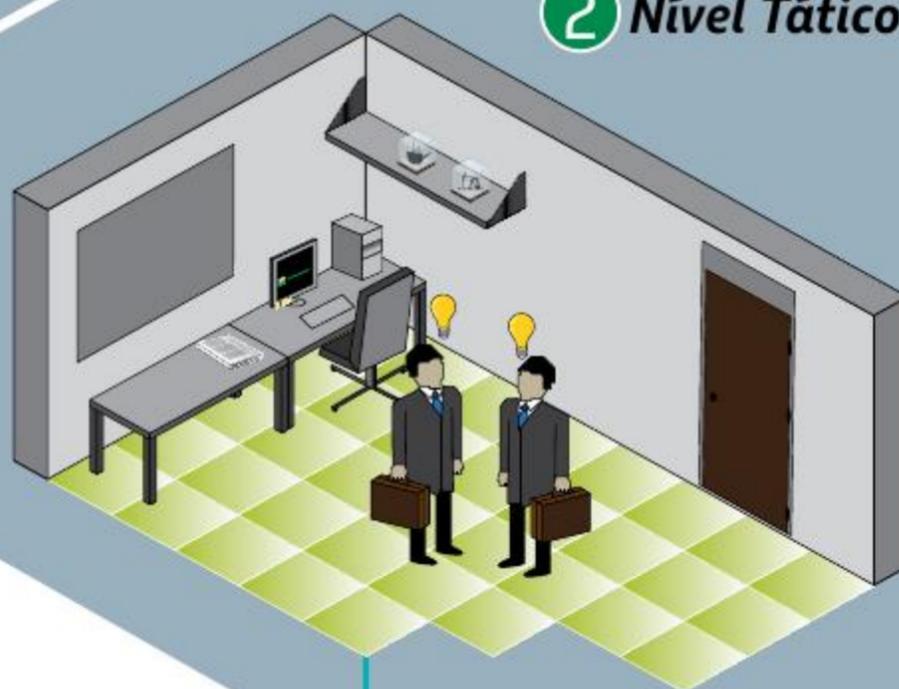
Comitê Tecnológico Operacional (CTO) Acompanhamento de Carteira

Ajusta, replaneja e encerra projetos, reprioriza e atualiza a carteira, abre novos projetos

Comitê Tecnológico Operacional (CTO) Portão: passagem de fase do projeto

Coordena a passagem de fase dos projetos, valida a revisão do plano de ação e do cronograma

2 Nível Tático



Comitê Tecnológico Operacional (CTO)

Prioriza propostas de projetos, define seus gestores, autoriza abertura de projetos e realiza o planejamento orçamentário dos projetos

Gestão Tecnológica

O processo de gestão da tecnologia tem periodicidade anual nos níveis tático e operacional, e bienal no nível estratégico. Neste caso, o último ciclo ocorreu em 2013, quando foram definidos focos tecnológicos e desafios que orientaram a escolha e priorização dos projetos de P&D no biênio 2013 - 2014. Os Focos Tecnológicos são um conjunto de tecnologias prioritárias do Sistema Tecnológico da Petrobras, que constituem seus principais desafios estratégicos.

Relacionados ao segmento de **"Exploração & Produção"** estão as linhas de pesquisa dedicadas à primeira parte da cadeia produtiva da área de petróleo e gás com focos tecnológicos direcionados às atividades de exploração, desenvolvimento, produção e movimentação dos fluidos produzidos.

Já no segmento **"Abastecimento"** estão os focos tecnológicos relacionados à produção de derivados e ao transporte e distribuição de produtos, desde a refinaria até as empresas de distribuição, pontos de venda ao consumidor final ou estabelecimentos industriais. Além disso, incluem os focos tecnológicos voltados à Petroquímica, que visam o uso de correntes fósseis e renováveis como matéria-prima de alto valor agregado.

No segmento de **"Gás e Energia"** estão os focos tecnológicos que enfatizam os novos potenciais de gás natural, processamento e logística, pensando na redução de custos e agregação de valor.

Ligados ao segmento **"Biocombustíveis"** estão os focos tecnológicos que reforçam o desenvolvimento de tecnologias para a produção de bioprodutos.

As diretrizes de segurança, meio ambiente, saúde e sustentabilidade, que devem ser priorizadas nas carteiras de projetos de desenvolvimento tecnológico, estão representadas nos focos tecnológicos ligados aos temas **"Transversais e de Sustentabilidade"** e que estão presentes em todas as áreas de negócios da companhia.

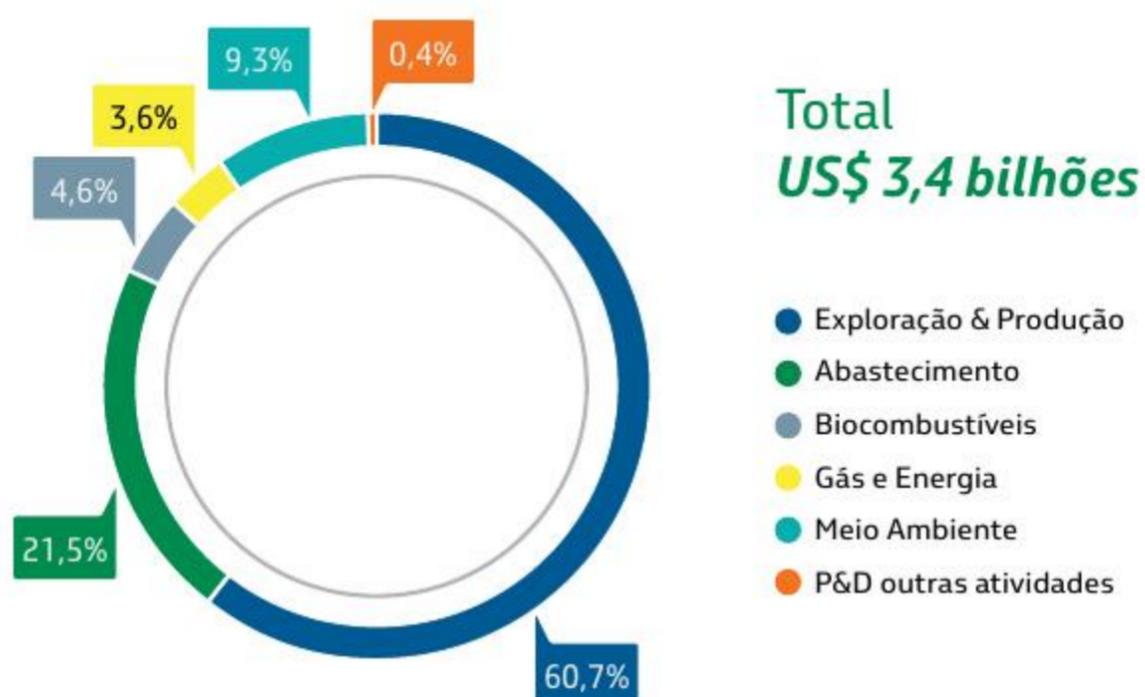
E para completar, os focos relacionados à **"Visão de futuro – Horizonte 2030"** compreendem o desenvolvimento de tecnologias chamadas disruptivas, que podem quebrar paradigmas atuais da indústria de energia. São linhas de pesquisa cuja aplicação pode não ser imediata, mas que merecem a atenção e o esforço intelectual de pesquisadores da companhia.



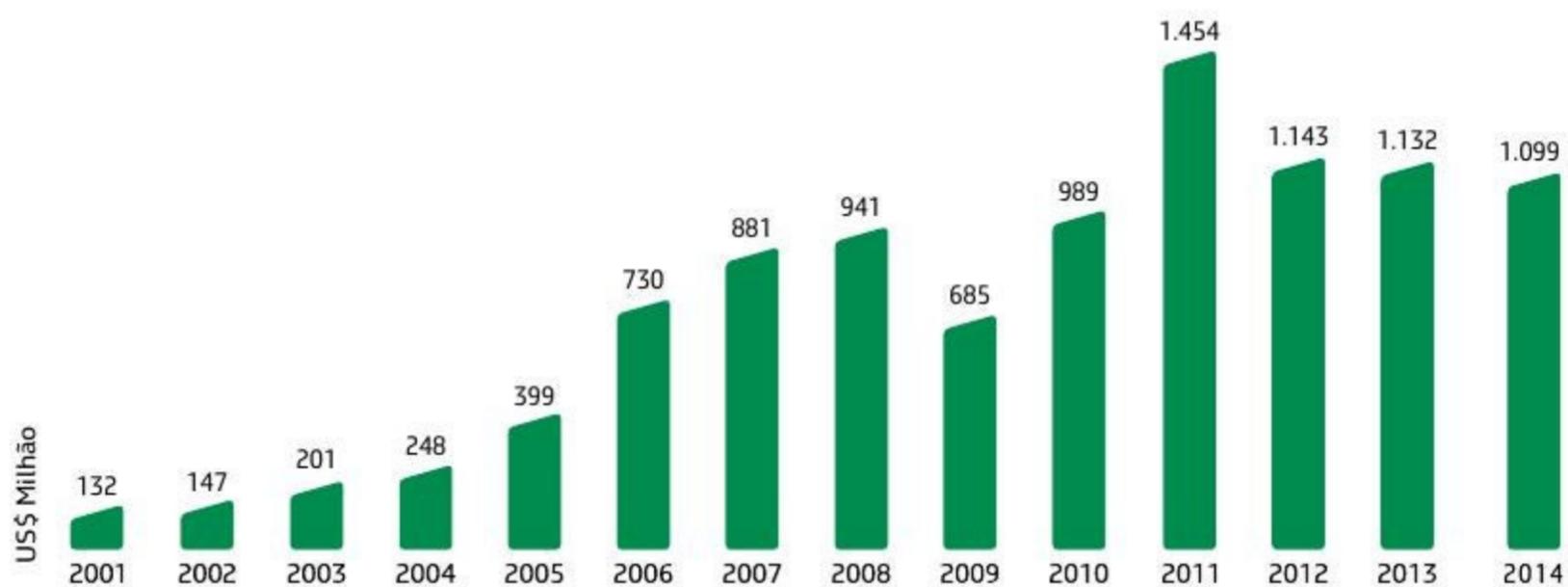
Recursos Financeiros

Os investimentos realizados pela Função Tecnologia da Petrobras em 2014 foram de US\$ 1,1 bilhão, valores que garantiram que a companhia permaneça entre as maiores empresas investidoras em P&D na área de energia no mundo. A gestão desses recursos é coordenada pelo Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (Cenpes) e segue as diretrizes estabelecidas no Plano de Negócios e Gestão (PNG) da companhia. A maior parte desse investimento é destinada à área de Exploração & Produção, o que reflete a distribuição dos recursos financeiros totais da Petrobras por área de negócios, previstos no PNG.

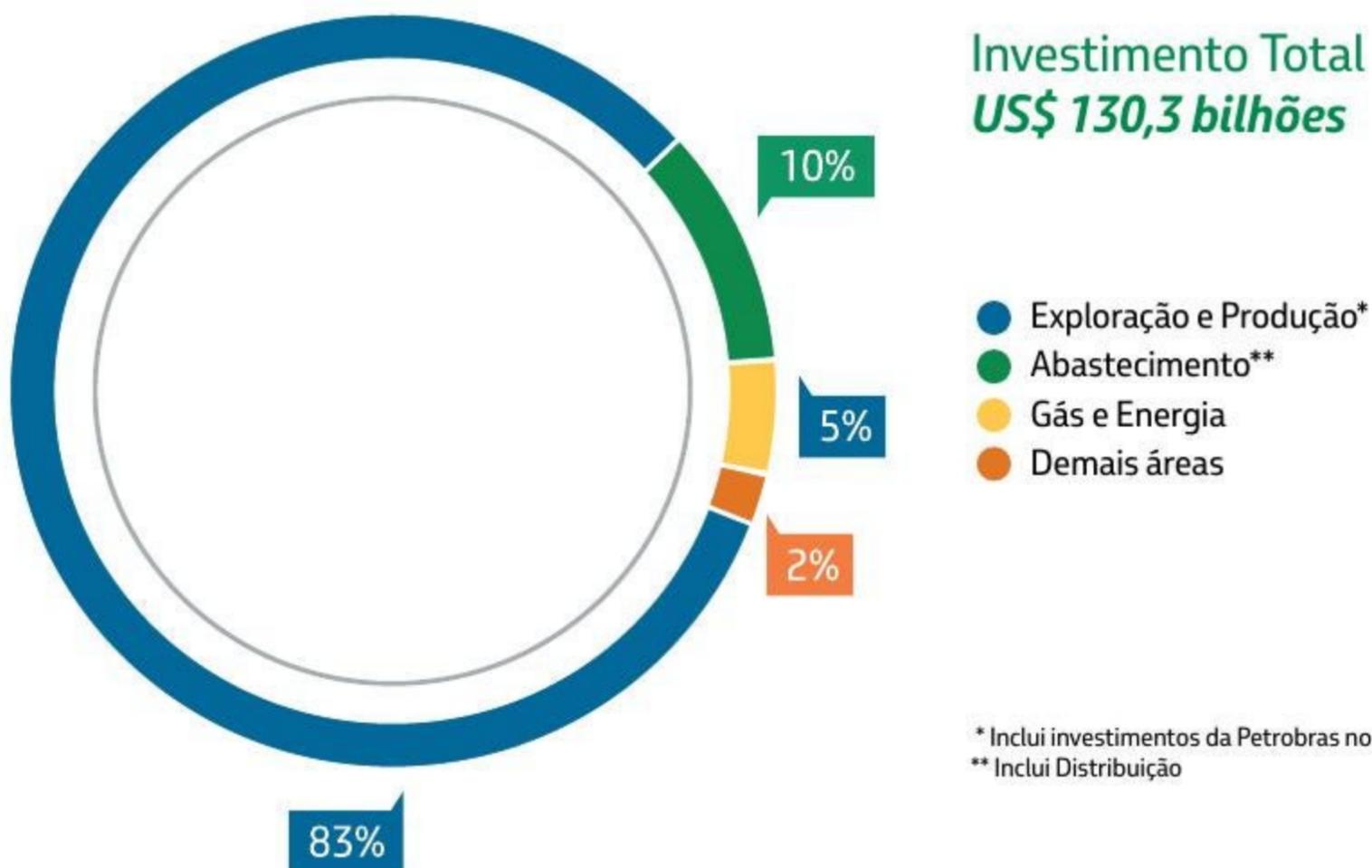
Investimentos em P&D por área (2012-2014)



Investimentos em P&D da Petrobras



Investimentos previstos pela Petrobras por segmento de negócio (2015-2019)



Recursos Humanos, Infraestrutura e Parcerias

Localizado no campus da Cidade Universitária da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) desde 1973, o Cenpes ocupa cerca de 300 mil metros quadrados de uma área cada vez mais estratégica face à proximidade não só da UFRJ, mas especialmente do seu Parque Tecnológico, que atualmente abriga reconhecidos fornecedores de produtos e serviços especializados para a exploração e produção de petróleo. Além das instalações do Rio de Janeiro, a Petrobras conta com outros cinco núcleos experimentais localizados próximos às áreas de negócio afins.

Assim, uma das atribuições do Cenpes é coordenar a articulação com a comunidade de Ciência & Tecnologia (C&T), identificando oportunidades de parcerias para o desenvolvimento tecnológico e incentivando a capacitação dessa comunidade nas áreas de conhecimento complementares ao sistema de gestão tecnológica da Petrobras. Atualmente, o relacionamento estratégico entre a companhia e Universidades e Institutos de Pesquisa se dá através dos Núcleos Regionais de Competência, das Redes

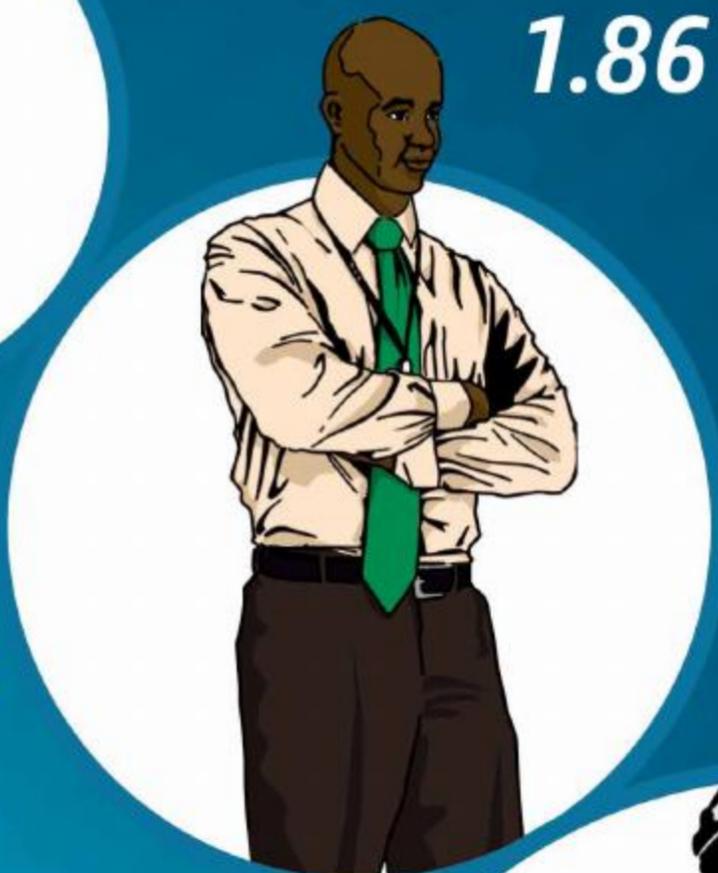
Temáticas sobre assuntos de interesse do segmento petróleo, gás e energia e do relacionamento direto na gestão de projetos de P&D. Com isso, a Petrobras garante a sustentabilidade do processo de desenvolvimento conjunto de projetos de pesquisa, hoje refletida nos mais de 800 Termos de Cooperação com Instituições de C&T nacionais e estrangeiras.



Dados de Recursos Humanos

Dezembro/2014

1.861 empregados



RELATÓRIO DE TECNOLOGIA PETROBRAS

560 nível médio

633 graduados

437 mestres

231 doutores

Dados de Relacionamento com a Comunidade de Ciência e Tecnologia (RCT)

Cerca de **100** universidades e centros de pesquisas no Brasil e **35** no exterior

49 Redes Temáticas

1.145 Termos de Cooperação com instituições brasileiras

173 Termos de Cooperação com instituições estrangeiras

US\$ 323,64 milhões investidos em universidades e instituições

RECONHECIMENTO PELAS CONQUISTAS DO PRÉ-SAL

Em dezembro de 2014, a Petrobras obteve importante recorde de produção nos reservatórios do pré-sal, ao extrair 713 mil barris de petróleo por dia. Esse marco é fruto de grandes esforços da companhia no desenvolvimento de um conjunto de tecnologias voltadas para a produção de petróleo e gás natural em águas ultraprofundas.

O reconhecimento por esse trabalho veio através do maior prêmio que uma empresa de petróleo pode receber, concedido pelo comitê da Offshore Technology Conference (OTC), no início de 2015. A Petrobras recebeu o prêmio OTC Distinguished Achievement Award for Companies, Organizations, and Institutions, pelas dez principais inovações tecnológicas relacionadas à produção na região do pré-sal.

Esta é a terceira vez que a companhia é contemplada por este importante prêmio da OTC. Em 1992, a Petrobras foi reconhecida por conquistas técnicas relacio-

nadas ao desenvolvimento de sistemas de produção em águas profundas relativas ao campo de Marlim, na Bacia de Campos, litoral do Rio de Janeiro. Já em 2001, a companhia recebeu pela segunda vez por avanços nas tecnologias e na economicidade de projetos de águas profundas, no desenvolvimento do campo de Roncador, também na mesma bacia.

Desde 1969, a OTC promove anualmente o maior evento de negócios do mundo na área de produção offshore de óleo e gás. Nele é discutido o estado da arte da tecnologia offshore de exploração, perfuração, produção e proteção ambiental, além de serem apresentadas as mais recentes inovações em produtos e serviços da atividade de exploração e produção. Atualmente, o evento conta com uma frequência média de 100 mil congressistas de 130 países.



Primeira aplicação de risers flexíveis com monitoramento integrado



Primeiro uso de injeção alternada de água e gás em águas ultraprofundas



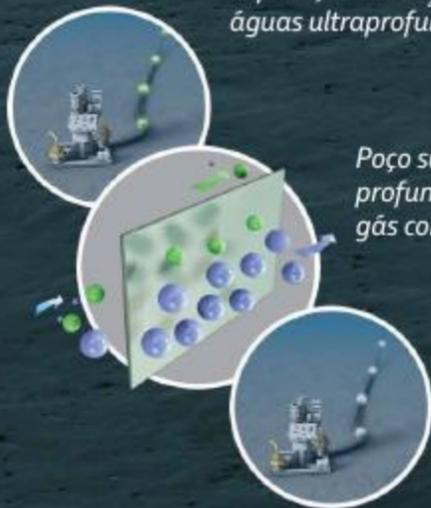
Primeiro uso intensivo de completação inteligente em águas profundas e ultraprofundas, em poços satélites com potencial de incrustação de carbonato de cálcio



Primeiro riser rígido desacoplado e em catenária livre (steel catenary riser)



Separação de CO₂ em águas ultraprofundas



Poço submarino mais profundo com injeção de gás com CO₂

Primeira boia de sustentação de risers

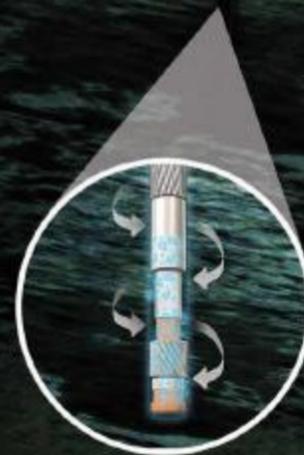
Mais profundo Steel Lazy Wave Riser (SLWR)



Mais profundo riser flexível



Recorde de profundidade de lâmina d'água para perfuração de poços com a técnica de pressurized mud cap drilling (PMCD)



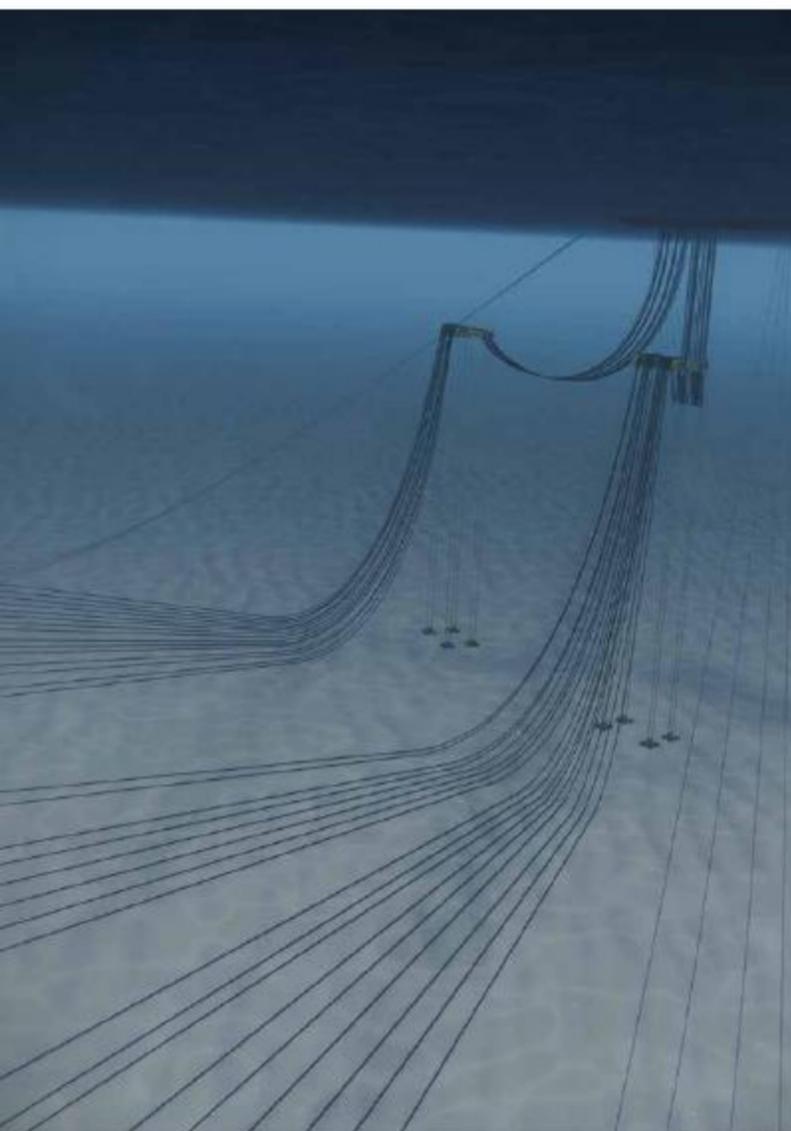
Conheça cada uma das tecnologias premiadas



Primeira boia de sustentação de risers

As boias de sustentação de *risers* (BSR) são estruturas de aço retangulares de 52 m x 40 m, que ficam submersas a uma profundidade de 250 metros, ancoradas ao fundo do mar por tendões e são ligadas ao FPSO (navio de produção, armazenamento e transferência) por *risers* flexíveis. Essas características fazem com que os movimentos do navio-plataforma não sejam transmitidos aos *risers* rígidos, instalados entre os poços e a boia, reduzindo o esforço sobre eles e aumentando sua vida útil mesmo em condições meteorológicas e oceanográficas severas.

O uso da boia de sustentação de *risers* pode acelerar o início de produção dos poços, uma vez que a boia e os *risers* rígidos podem ser instalados antes da chegada da plataforma à locação. Quatro boias já foram instaladas, duas no campo de Sapinhoá e duas no campo de Lula (área de Lula Nordeste), com sete poços atualmente em produção.



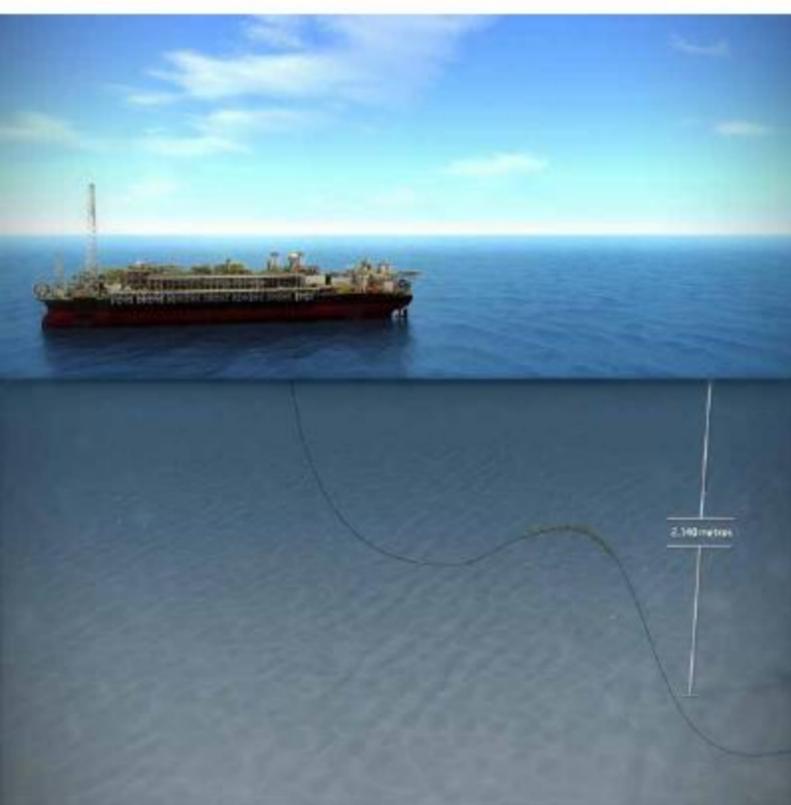
Primeiro riser rígido desacoplado e em catenária livre (steel catenary riser)

É a primeira aplicação de um *riser* rígido – duto que leva petróleo do poço à plataforma – desacoplado de uma plataforma e em catenária livre, ou seja, que sobe do poço, em forma de corcova, até a boia de sustentação de *risers*.

Esse tipo de aplicação permite que se utilize tubulação rígida em condições meteorológicas e oceanográficas instáveis e também viabiliza sua instalação por embarcação de lançamento de linhas, utilizando o método *reel lay* (carretel). Sua adoção foi possível graças a procedimentos especiais e testes de qualificação feitos nestes tubos em aplicação dinâmica.

Nestes *risers* rígidos foi também aplicado um importante desenvolvimento na área de materiais: o uso de tubos de aço carbono com liner metálico de material resistente a corrosão (*lined clad pipe*). Esses tubos têm construção mais rápida e de menor custo.

Foram instalados mais de 100 km de *risers* rígidos nos campos de Sapinhoá e Lula, associados às boias de sustentação de *risers* dos FPSOs Cidade de São Paulo e Cidade de Paraty, respectivamente.

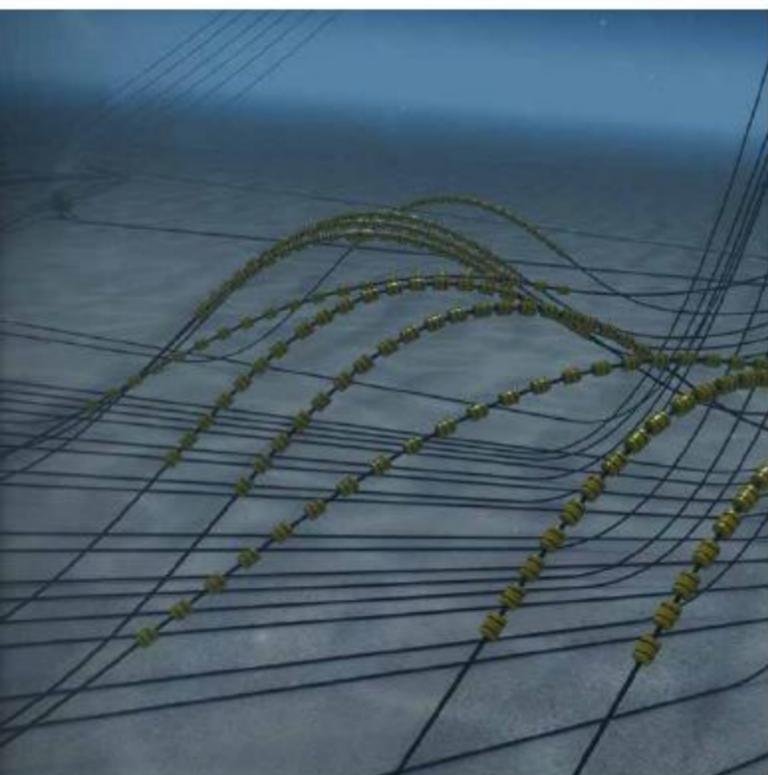


Mais profundo Steel Lazy Wave Riser (SLWR)

Essa tecnologia consiste na instalação de flutuadores ao longo de determinado trecho dos dutos rígidos (*risers*), como forma de reduzir o esforço no seu topo e reduzir as cargas e deflexões no contato do riser com o solo marinho. Na região em que os flutuadores são acoplados, o riser assume uma configuração em forma de corcova.

A Petrobras instalou o mais profundo SLWR no primeiro trimestre deste ano, no FPSO Cidade de Ilhabela, ancorado em lâmina d'água de 2.140 metros, na área de Sapinhoá Norte (campo de Sapinhoá).

Este é o primeiro sistema desse tipo no mundo a ser conectado a um FPSO com ancoragem distribuída (*spread mooring*), projetado e construído para suportar os movimentos induzidos pelo navio-plataforma. É também o primeiro totalmente composto de tubos lineados e cladeados metalurgicamente.



Mais profundo riser flexível

Estão em operação na bacia de Santos 35 *risers* (dutos) flexíveis, instalados em lâmina d'água de até 2.200 metros, que conduzem fluidos com presença de contaminantes (CO_2 e H_2S) e em ambientes de elevada pressão. O mais profundo está interligado ao poço RJS-647, por meio do FPSO Cidade de Mangaratiba, instalado na área de Iracema, no campo de Lula.

Ao todo, são 13 *risers* de produção de seis polegadas, 13 *risers* de serviço/*gas lift* de quatro polegadas, quatro de injeção de gás de quatro polegadas, dois de injeção de água de seis polegadas e três de exportação de gás, de 91/8.

Risers flexíveis são dutos compostos por tubos multicamadas – em materiais metálicos e poliméricos – cuja função é transferir petróleo e/ou gás do poço no fundo do mar à plataforma de produção, adequado ao serviço corrosivo e às águas profundas do pré-sal.

Primeira aplicação de risers flexíveis com monitoramento integrado

Para gerenciar a integridade dos *risers* flexíveis, um avançado sistema de sensores por fibras ópticas foi desenvolvido para monitorar as armaduras metálicas de tração localizadas no topo dos dutos. É a primeira aplicação do tipo em dutos flexíveis.

Sua função é detectar eventual ruptura nas armaduras metálicas de tração dos *risers* flexíveis, por meio da avaliação direta de deformações na estrutura. Fibras ópticas ligadas aos arames da armadura de tração dos *risers* emitem sinal de alerta para que ações de manutenção sejam disparadas e para que não haja propagação de dano que leve a uma falha do duto.

Os sinais captados pelas fibras ópticas são enviados para a sala de controle da plataforma e, de lá, para uma equipe em terra responsável pela integridade dos dutos.

O sistema está instalado nos campos de Lula e Sapinhoá, no pré-sal da Bacia de Santos, e entram em funcionamento ainda neste ano.

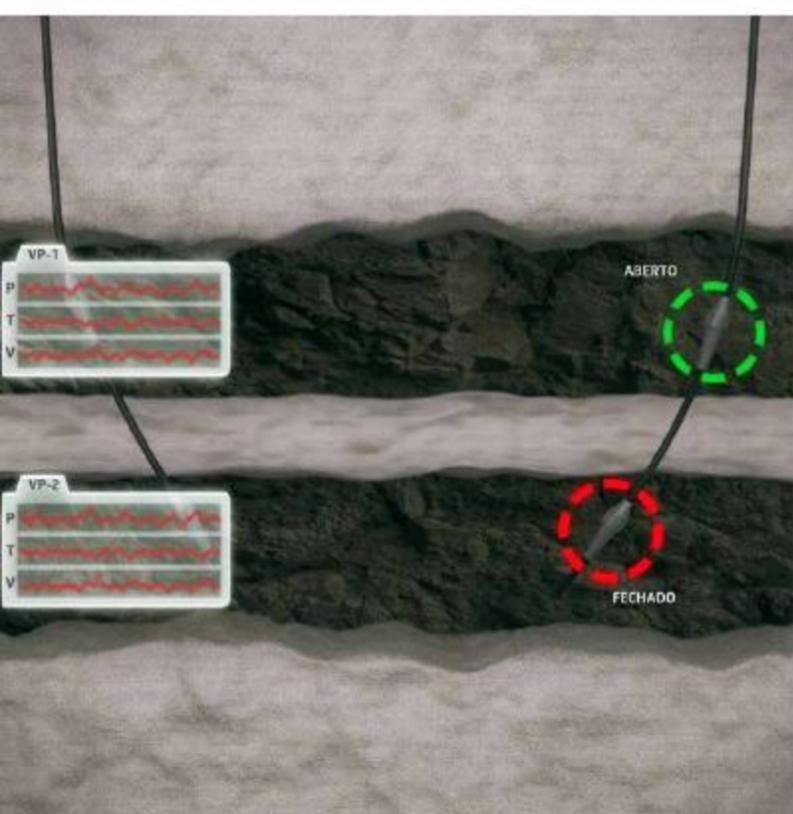




Recorde de profundidade de lâmina d'água para perfuração de poços com a técnica de pressurized mud cap drilling (PMCD)

A Petrobras bateu um novo recorde tecnológico ao perfurar o poço Lula-19, na Bacia de Santos, localizado a 2.103 metros de profundidade. Esse é o poço mais profundo já perfurado com a técnica *pressurized mudcap drilling* (PMCD), com sonda de posicionamento dinâmico.

Essa prática viabiliza a construção de poços em locais onde ocorre elevada perda de circulação – infiltração do fluido de perfuração em fraturas ou cavernas –, o que é frequente nos reservatórios do pré-sal, devido à existência de intervalos muito porosos. O uso de técnicas de perfuração convencionais nessa área teria elevada duração.

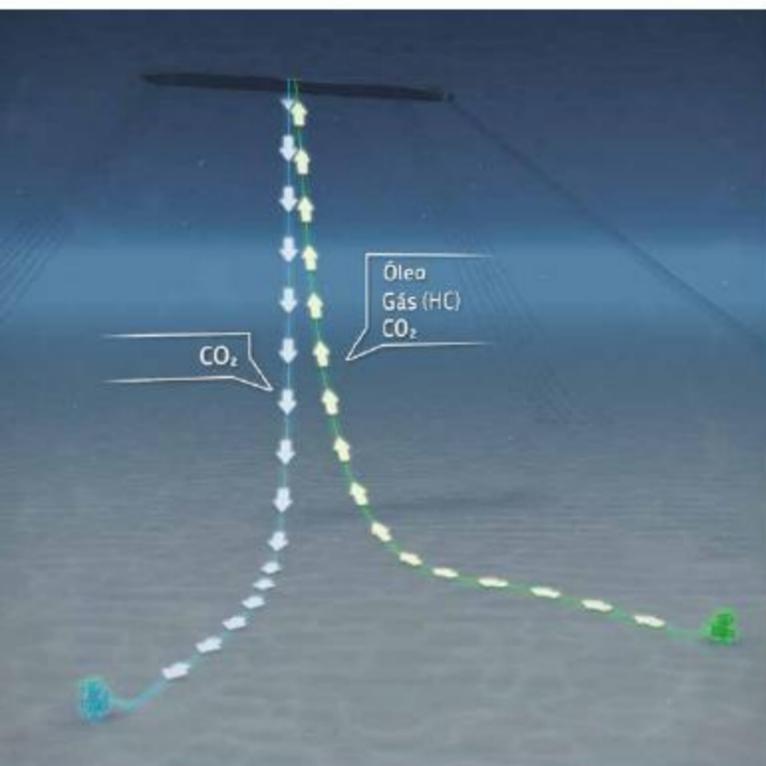


Primeiro uso intensivo de completção inteligente em águas profundas e ultraprofundas, em poços satélites com potencial de incrustação de carbonato de cálcio

A Petrobras adotou a completção inteligente de forma intensiva em 25 poços do pré-sal. Com esta tecnologia, engenheiros verificam o desempenho dos poços por meio de sensores e válvulas alojados na coluna de produção e é possível controlar pressões e vazões de duas ou mais zonas do poço, atuando para aumentar o fator de recuperação final de óleo e gás, através do gerenciamento dos reservatórios.

Considerando-se a possibilidade de ocorrência de incrustações nas válvulas da completção inteligente, também foram elaborados procedimentos específicos de manutenção.

A completção inteligente em águas ultraprofundas já havia sido utilizada no Golfo do México, nos campos de Cascade-Chinook, e no oeste da África, no campo de Agbami. No entanto é a primeira vez que a técnica é utilizada em poços com potencial de incrustação de carbonato de cálcio.



Separação de CO₂ em águas ultraprofundas

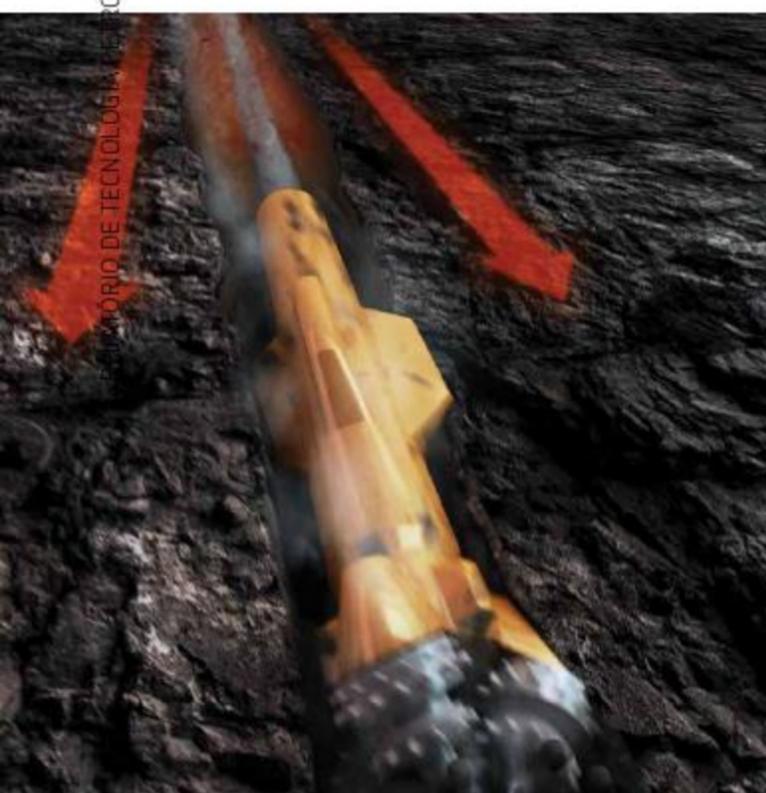
A Petrobras adotou de forma pioneira a separação de CO₂ associado ao gás natural em águas ultraprofundas e a injeção deste CO₂ nos reservatórios de produção, onde age como solvente, facilitando a extração de petróleo. Em 2014, a companhia alcançou a expressiva marca de 1 milhão de toneladas reinjetadas, evitando sua emissão para a atmosfera.

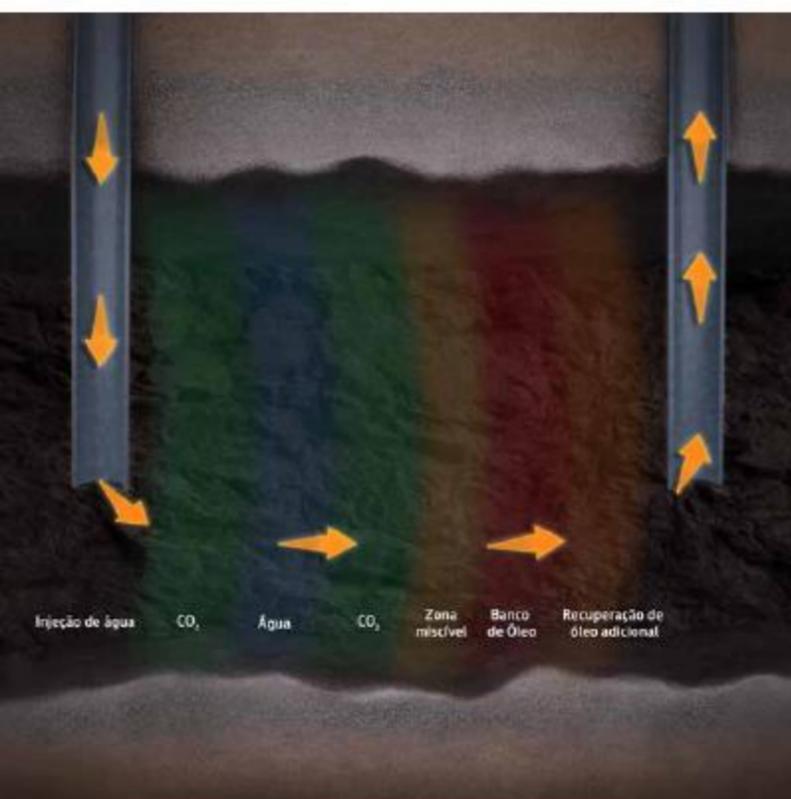
O projeto foi adotado primeiramente no projeto-piloto do campo de Lula (FPSO Cidade de Angra dos Reis). Além desse, os FPSOs Cidade de São Paulo e Cidade de Paraty já realizam esta separação.

A separação do CO₂ associado ao gás natural é feita nas plataformas de produção, por meio de um sistema de filtragem por membranas, que permitem a separação de uma larga faixa de teores de CO₂ no gás produzido.

Poço submarino mais profundo com injeção de gás com CO₂

O recorde global de reinjeção de CO₂ foi obtido no campo de Lula (FPSO Cidade de Angra dos Reis), em reservatório situado em lâmina d'água de 2.220 metros de profundidade.





Primeiro uso de injeção alternada de água e gás em águas ultraprofundas

A Petrobras utilizou de forma pioneira a tecnologia de injeção alternada de água e gás (WAG) em poços de petróleo em águas ultraprofundas. A principal vantagem desta tecnologia é o aumento do fator de recuperação de óleo nos reservatórios de petróleo – quantidade que se consegue produzir em relação ao total contido no reservatório.

O aumento da recuperação ocorre porque a alternância de injeção de gás e água proporciona um deslocamento mais eficiente do óleo dentro do reservatório. Com isso consegue-se abranger uma área maior do meio poroso e ter maior flexibilidade no gerenciamento da jazida.

A primeira troca de injeção de gás para água aconteceu no sistema piloto de Lula, por meio do FPSO Cidade de Angra dos Reis, em junho de 2013.

Até então, essa metodologia vinha sendo usada pela indústria mundial do petróleo predominantemente em campos maduros. Seu uso no estágio inicial de produção e em águas ultraprofundas representa uma conjuntura bem mais desafiadora.

RESULTADOS 2014



26

RELATÓRIO DE GESTÃO ANUAL 2014

A seguir, a Petrobras apresenta aos seus investidores e parceiros os principais resultados da empresa no ano de 2014, oriundos de seus investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento, Engenharia Básica e Assistência Técnica, aquelas que garantirão o crescimento sustentável e a inovação na companhia. Os resultados foram organizados conforme seu alinhamento aos Focos Tecnológicos do biênio 2013-2014 relacionados aos segmentos Exploração & Produ-

ção; Abastecimento, Transporte, Distribuição e Petroquímica; Biocombustíveis; Gás e Energia e aos temas Transversais e de Sustentabilidade. Os projetos ligados aos focos tecnológicos relacionados à Visão de Futuro - Horizonte 2030, por requererem um maior grau de inovação, possuem etapas mais longas e complexas. Em 2014 estes projetos ainda encontram-se nas fases iniciais de maturidade tecnológica, não possuindo ainda resultados a serem apresentados.

Números de projetos de P&D e Assistências Técnicas concluídos ao longo do ano e em andamento (situação em dez/2014)



Números de patentes depositadas e concedidas no Brasil e no exterior em 2014.



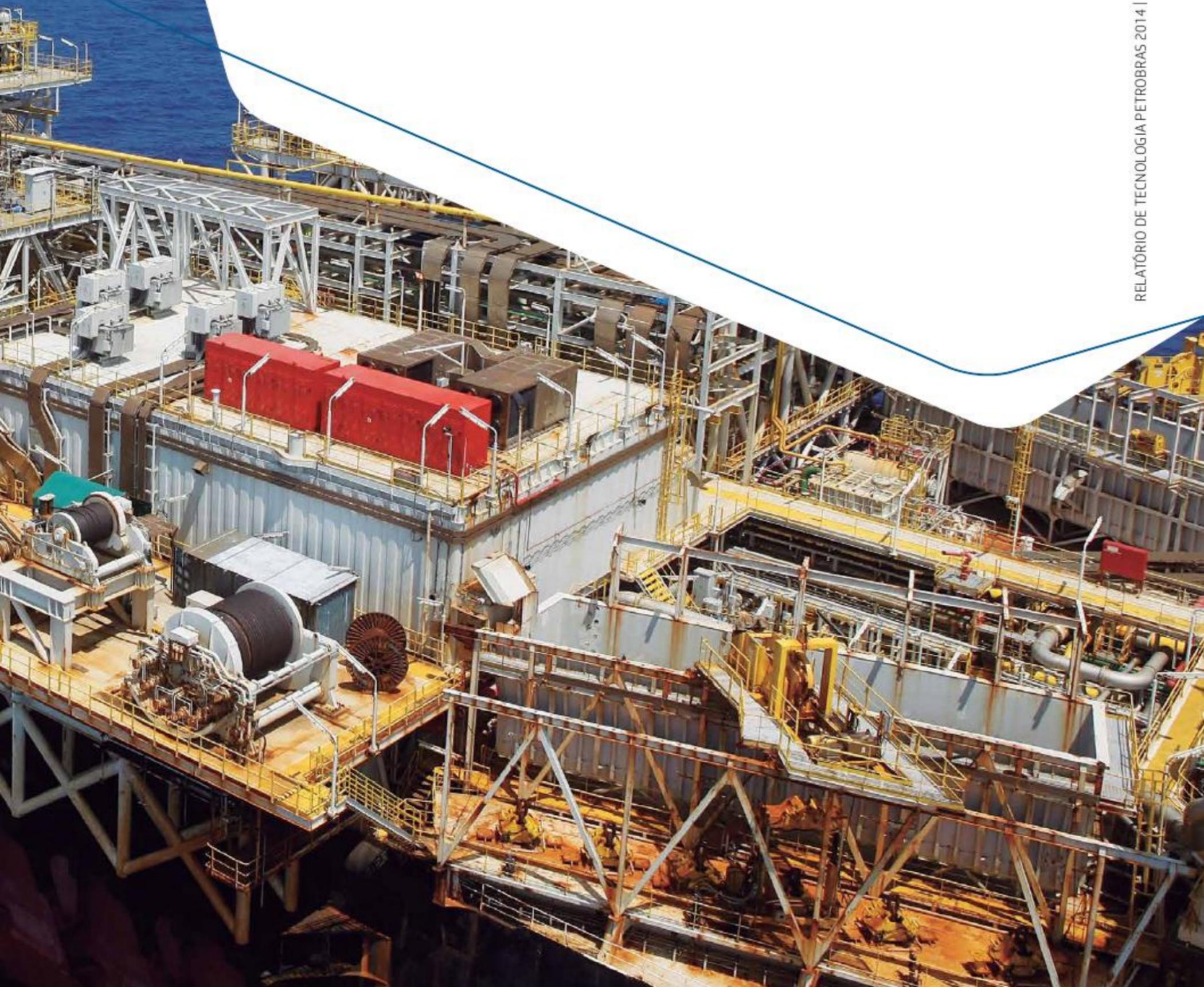


FPSO Cidade de Angra dos Reis, na Bacia de Santos
Foto: André Motta de Souza - Banco de Imagens Petrobras (mar/2013)



Exploração & Produção

Nesta seção são apresentados os resultados dos projetos relacionados ao segmento de Exploração & Produção, cujas linhas de pesquisa são dedicadas à primeira parte da cadeia produtiva da área de petróleo, gás e biocombustíveis, com focos tecnológicos direcionados às atividades de exploração, desenvolvimento, produção e transporte para beneficiamento. No biênio 2013-2014, os focos tecnológicos para este segmento compreendem: exploração de novas fronteiras; avaliação de novos potenciais de gás natural em reservatórios convencionais e não convencionais terrestres nas bacias sedimentares interiores do Brasil; otimização de construção e manutenção de poços *offshore*; sistemas submarinos de produção; produção no pré-sal; logística *offshore* e otimização da produção de campos maduros.



01 *Calibrações rocha-fluido-perfil em campos do pré-sal*

Foram realizados ensaios de medidas de velocidades de propagação das ondas sísmicas em amostras de rochas e fluidos dos campos de Lula, Cernambi, Franco e Libra, na Bacia de Santos. Determinar essas velocidades, que dependem da composição, geometria e dos fluidos presentes no espaço poroso, apresenta uma dificuldade extra para poços do pré-sal,

uma vez que são bastante heterogêneos. Uma vez bem conhecido o comportamento acústico do óleo e da rocha reservatório com o mesmo, é possível uma calibração mais refinada dos dados sísmicos com o suporte geológico. O resultado foi incorporado ao banco de dados petrossísmicos da Petrobras.



▼ Pesquisador analisa amostras de rocha do pré-sal

Fotos: Talita Chaves (janeiro/2015)

02 Modelagem mineralógica possibilita a identificação de novos argilominerais em rochas do pré-sal da Bacia de Santos

Argilominerais são aluminossilicatos hidratados naturais que ocorrem nas sequências das bacias sedimentares. Vários tipos estão presentes em teores variados nas rochas das jazidas de petróleo do pré-sal da Bacia de Santos, sendo que alguns exibem particularidades que exigiram o uso de procedimentos avançados para a sua identificação. Nestes casos, a modelagem mineralógica com *softwares* específicos representou o recurso mais eficiente. Essa pesquisa possibilitou identificar nessas rochas um argilomineral de ocorrência rara na literatura científica: o interstratificado kerolita-esmectita, o qual exibe variações nas suas propriedades que podem ser utilizadas na elucidação dos processos geológicas formado-

res. Como a origem desse mineral está estreitamente associada àquela das rochas carbonáticas, que são os reservatórios de petróleo na Bacia de Santos, esta informação tem um significado genético muito importante. O seu uso permitirá o aperfeiçoamento dos modelos geológicos dessas jazidas, melhorando a compreensão dos processos geológicos atuantes na sua formação. Com o uso de modelagem mineralógica, a companhia passa a dispor de informações mais bem qualificadas, propiciando resultados preditivos mais robustos. Como próximos passos, estão previstos aperfeiçoamentos da modelagem com a inclusão de novos dados.

03 Substituição de fluido de perfuração em poço no campo de Uruguá aumenta produtividade diária

A troca de um fluido de perfuração base óleo por outro aquoso resultou em aumento significativo da produtividade do poço de gás no poço 7-URG-16HPA-RJS, do campo de Uruguá, Bacia de Santos, sendo 144% maior que os demais poços do campo e o ganho inicial foi de US\$ 459 mil por dia. Os ensaios laboratoriais realizados e a experiência da Petrobras na área de fluidos de perfuração, escoamento e dano em meio poroso foram cruciais para a tomada de decisão complexa. A *Absolute Open Flow* (AOF) - fluxo caso o poço fosse totalmente aberto e sem nenhuma barreira de resistência – foi de 6,5 milhões de m³/d, acima das expectativas e muito além da AOF dos demais poços de gás em Uruguá (entre 1,2 e 2,6 milhões m³/d). De acordo com o Boletim de Produção de Gás emitido pela ANP no mês de julho de 2014, este poço é o segundo maior produtor de gás e o primeiro em produção de gás não-associado do Brasil.



▲Ensaio laboratorial na área de fluidos de perfuração, escoamento e dano em meio poroso



Foto: André Motta de Souza - Banco de Imagens Petrobras (abril/2013)

▲ Navio-plataforma FPSO Cidade de Santos operando no campo de Uruguá na Bacia de Santos

04 Aplicação de controle avançado no FPSO Cidade de Santos otimiza produção

Um novo controle avançado anti-golfadas foi implantado com sucesso no navio-plataforma *Floating, Production, Storage and Offloading* Cidade de Santos (FPSO-CST), localizado no campo de Uruguá e Tambaú na Unidade de Operações de Exploração e Produção da Bacia de Santos (UO-BS). A ferramenta é capaz de reduzir as variações de vazão de óleo e gás dos poços, aumentando a disponibilidade da planta, com a diminuição das chances de paradas nos equipamentos, das perdas de produção e da queima de gás na tocha (*flare*). Por meio de três tipos de algoritmos (controle, diagnóstico e proteção), o *software* auxilia na estabilização dos processos na medida em que diminui os eventos de alta pressão ou de nível alto nos separadores e na sucção dos compressores da plataforma. Entre as vantagens desse sistema está a possibilidade de verificar continuamente os limites da pressão e

poder atuar no poço, quando necessário, para evitar os efeitos das golfadas. Além disso, o sistema permite que a válvula de controle mantenha as pressões de fundo dos poços mais estáveis, minimizando a formação de novas ocorrências. Em março de 2014 foi realizada a primeira aplicação do sistema no poço URG-12 do FPSO-CST e, em função da maior estabilidade da pressão no sistema submarino, em maio e julho do mesmo ano, o controle foi implantado em mais três poços no mesmo campo. O algoritmo também já está sendo utilizado na Unidade de Operações de Exploração & Produção do Rio de Janeiro - UO-Rio (P-50 e P-56) e será implantado ainda em outras plataformas da Petrobras (P-35 e FPSO-NIT). O *software* foi desenvolvido pela Petrobras em parceria com o Laboratório Tecgraf (Puc-Rio).

05 *Desenvolvimento de boca de sino e ferramenta para instalação nos FPSOs Replicantes P-67 e P-68 viabiliza cumprimento do prazo de entrega da plataforma*

Bocas de sino (BSN) são dispositivos instalados em balcões (*balcony*) – estrutura fixa ao casco do navio-plataforma tipo *Floating, Production, Storage and Offloading* (FPSO) abaixo da linha de flutuação – e são responsáveis por sustentar os enrijecedores de curvatura (*bend stiffener*), que garantem a integridade estrutural dos *risers* em uma região de grandes esforços. Até então, a Petrobras utilizava BSN com máximo de 48 polegadas. Para esse projeto, foi construída uma nova formatação de

BSN com 63 polegadas, que exigiu também o desenvolvimento de tecnologias inéditas para sua instalação na P-67 e P-68, viabilizando o acoplamento de um enrijecedor de maior porte, dentro do prazo estipulado. Uma dessas tecnologias, aplicada nos FPSOs Cidade Ilhabela e Cidade de Mangaratiba, também será aplicada nos demais FPSOs replicantes e da Cessão Onerosa, totalizando a construção de mais de 500 bocas de sino pelas empresas Usimeca, Iesa e Confab.

Comparação de BSN de 63 polegadas (esquerda) com Bocas de Sino de 48 polegadas (direita). Ao fundo, balcony da P-67

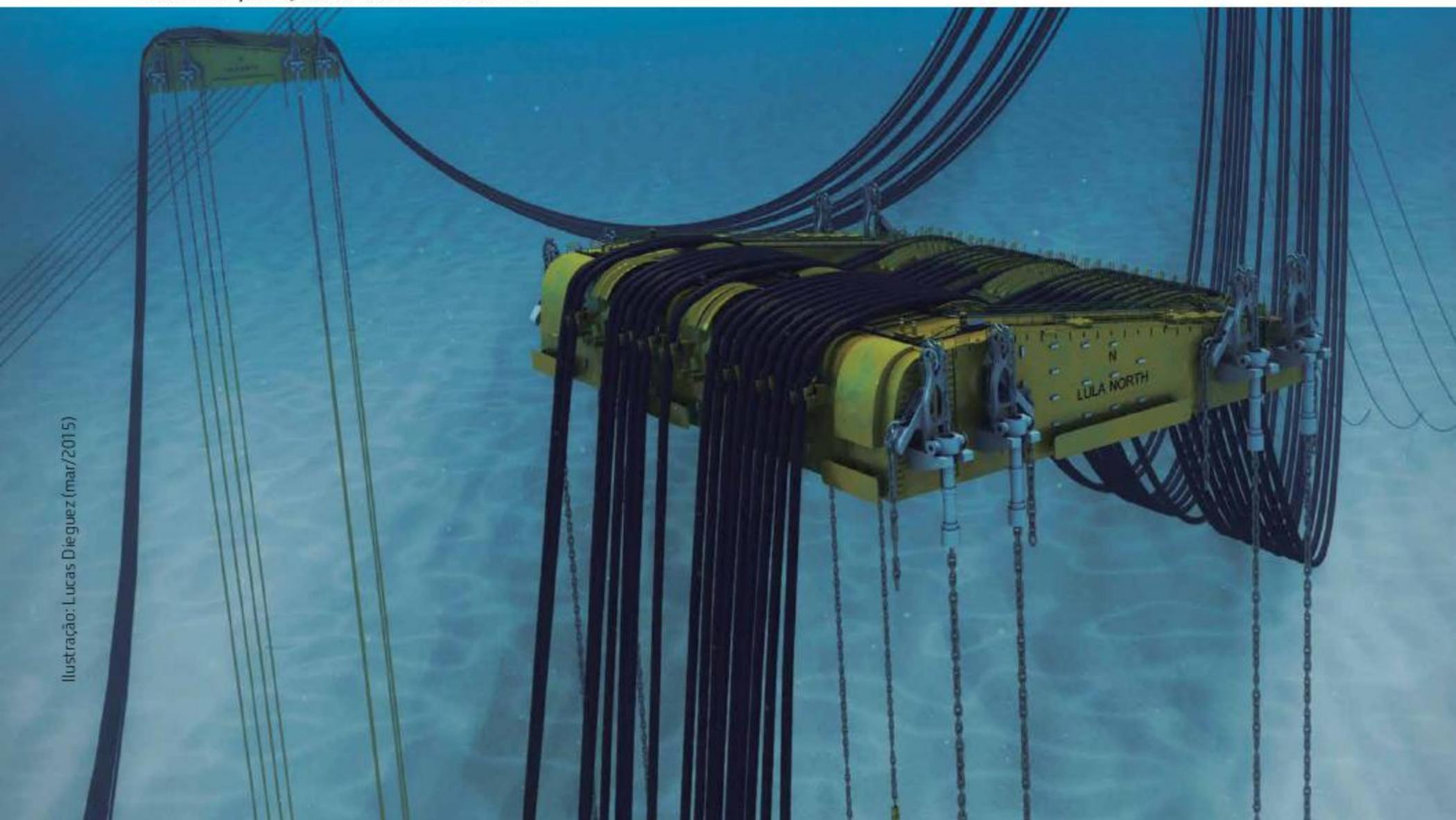


06 **Iniciada produção no campo de Sapinhoá com sistema de produção baseado no uso da Boia de Sustentação de Riser (BSR)**

Com produção de 33 mil barris de petróleo por dia e localizado a 2.118 metros de profundidade, o poço 9-SPS-77A entrou em operação, em fevereiro de 2014, no campo de Sapinhoá, Bacia de Santos, após instalação da Boia de Sustentação de Riser (BSR) - sistema pioneiro de conexão do poço à plataforma desenvolvido pelo Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes). Conectado ao navio-plataforma *Floating, Production, Storage and Offloading* (FPSO) Cidade de São Paulo, esse é o primeiro poço produtor da Petrobras a operar com a BSR, cujos risers de produção são sustentados por uma boia submersa ancorada a 240 metros de profundidade. Seu principal benefício é desacoplar os movimentos da plataforma flutuante dos risers rígidos de coleta e exportação. Devido ao baixo nível de movimentos, este desacoplamento melhora aspectos de fadiga

estrutural e permite a utilização de configurações de risers mais simples (SCRs) e materiais de menor custo (tubos lineados) para atender a vida útil. Adicionalmente, este conceito permite a otimização do cronograma de primeiro óleo tendo em vista a possibilidade de instalação do sistema submerso antes da chegada da plataforma à locação. Uma segunda boia foi instalada em maio de 2014 no campo de Lula, para ser conectada ao FPSO Cidade de Paraty, e já está em operação desde dezembro de 2014 através do poço produtor Lula-17. A Petrobras acompanhou o projeto, a construção e instalação das boias, desenvolvidas pela empresa Subsea 7, com análises independentes realizadas pela Petrobras em parceria com a Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e Universidade de São Paulo (USP).

▼ Sistema de produção submarino com uso de BSR





▲ Boias meteo-oceanográficas

07 Lançamento offshore da Boia Meteo-oceanográfica com tecnologia nacional para monitoramento marítimo

Após testes realizados no Terminal Aquaviário de Angra de Reis (Tebig), dois protótipos da Boia Meteo-oceanográfica Nacional (BMO-BR) foram lançados com sucesso em 2014, um no campo de Mexilhão e o outro no campo de Lula NE, sendo este o primeiro sistema do tipo instalado na região do pré-sal na Bacia de Santos. O projeto tem como principal benefício o domínio tecnológico de sistemas de medição meteo-oceanográfica, com alto conteúdo local, reduzindo os custos de aquisição, operação e manutenção de sistemas autônomos para o monitoramento marítimo no Brasil. A BMO-BR contribuirá para ampliar o entendimento da dinâmica do ambiente oceânico e de suas variabilidades, aspectos fundamentais para o projeto de sistemas de produ-

ção e operações *offshore*. O equipamento possui sensores capazes de medir de ondas, correntes marinhas, ventos e outras variáveis atmosféricas, com transmissão dos dados via satélite em tempo real, tendo sido projetado para operar tanto em águas rasas (Mexilhão, 200 m), quanto em águas profundas (Lula NE, 2.000 m). A BMO-BR foi desenvolvida em parceria com as empresas HOLOS (fabricante do casco de fibra de vidro), AMBIDADOS e NAVCON (responsáveis pela eletrônica embarcada e sensores de movimento). Uma vez validada após a conclusão dos testes previstos até o primeiro semestre de 2015, a tecnologia será apresentada como alternativa aos sistemas importados atualmente em operação pela Petrobras.

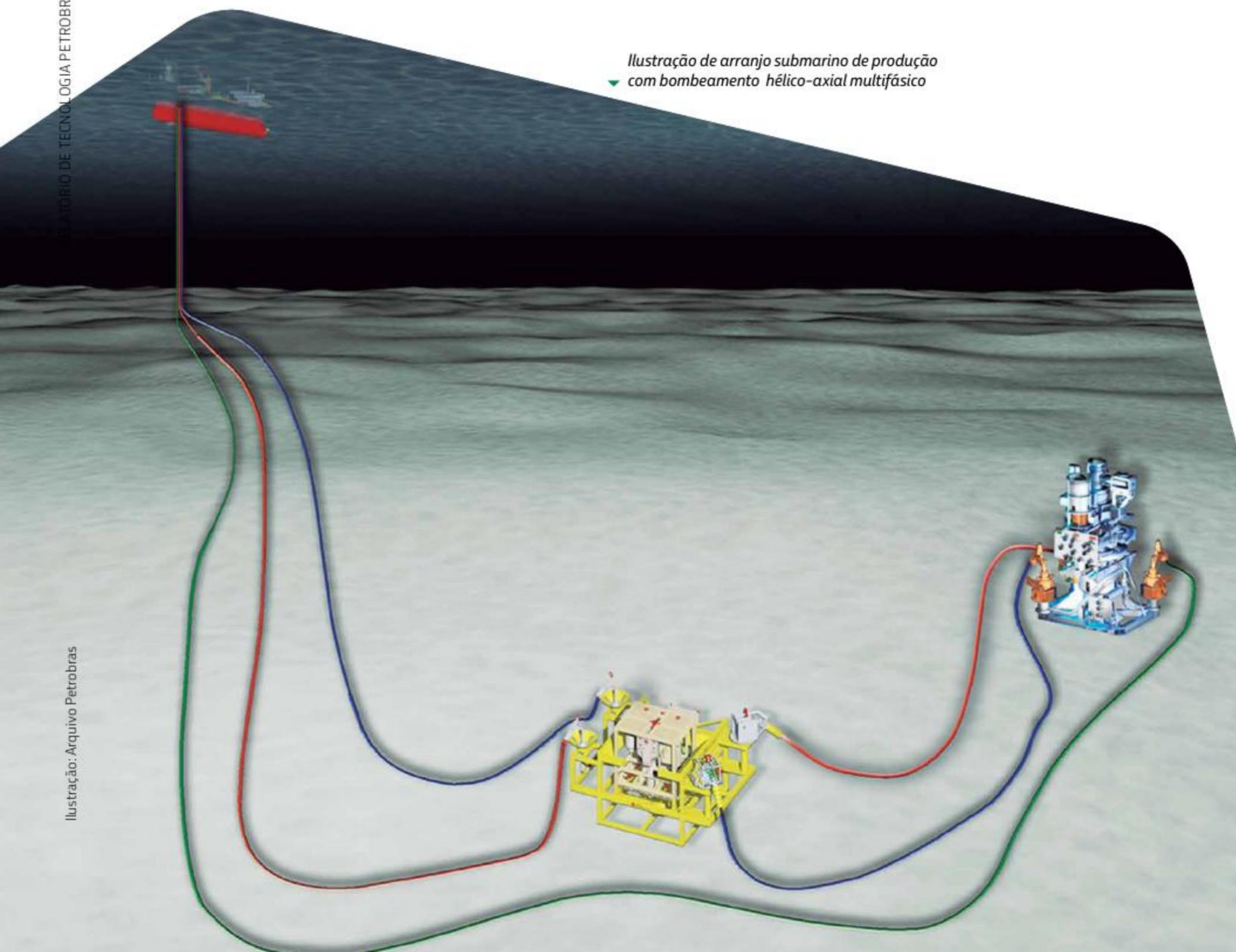
08

Disponibilizada tecnologia de bombeio multifásico submarino de alto diferencial de pressão

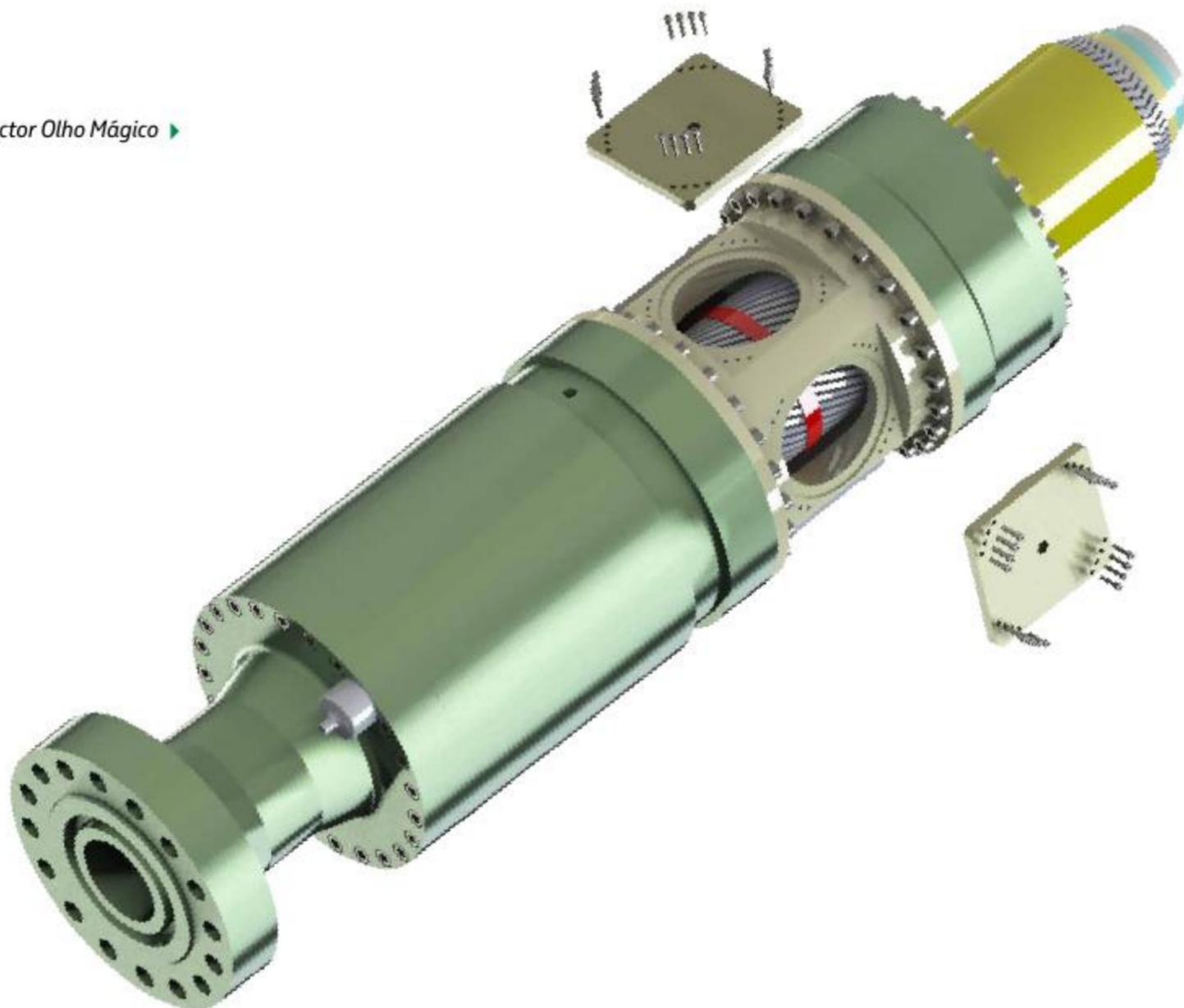
Graças ao sucesso do protótipo do primeiro sistema de bombeamento hélico-axial multifásico (óleo, água e gás) com diferencial de pressão de 60 bar, instalado no campo de Barracuda em 2012, foi possível aumentar a atratividade do uso desta tecnologia e identificar novos cenários com potencial para aplicação deste sistema. Alguns desses novos cenários requerem a utilização de bombeio multifásico com diferenciais de pressão superiores a 100 bar, visando, principalmente, o aumento na vazão de produção. Para atender esses novos cenários foi criado um projeto de P&D que objetivou disponibilizar esta tecnologia para diferenciais de pressão de até 110 bar. Desta forma, a Petrobras se tornou capaz de avaliar,

de maneira estruturada, o risco deste novo limite operacional disponibilizando tal sistema para uso no desenvolvimento da produção, onde se destacam, entre outros benefícios, o ganho com o aumento de vazão, a melhoria da garantia de escoamento e o aumento do fator de recuperação dos reservatórios. Com o resultado deste projeto, novos campos poderão avaliar a utilização deste sistema em seus Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica (EVTEs) com um risco tecnológico aceitável. Como próximos passos a Petrobras deve continuar buscando cenários economicamente viáveis para implantação destas tecnologias e avaliação contínua de novos avanços apresentados pela indústria.

Ilustração de arranjo submarino de produção com bombeamento hélico-axial multifásico



Conector Olho Mágico ▶



09

Operação do primeiro riser flexível com conector "Olho Mágico", desenvolvido pela Petrobras

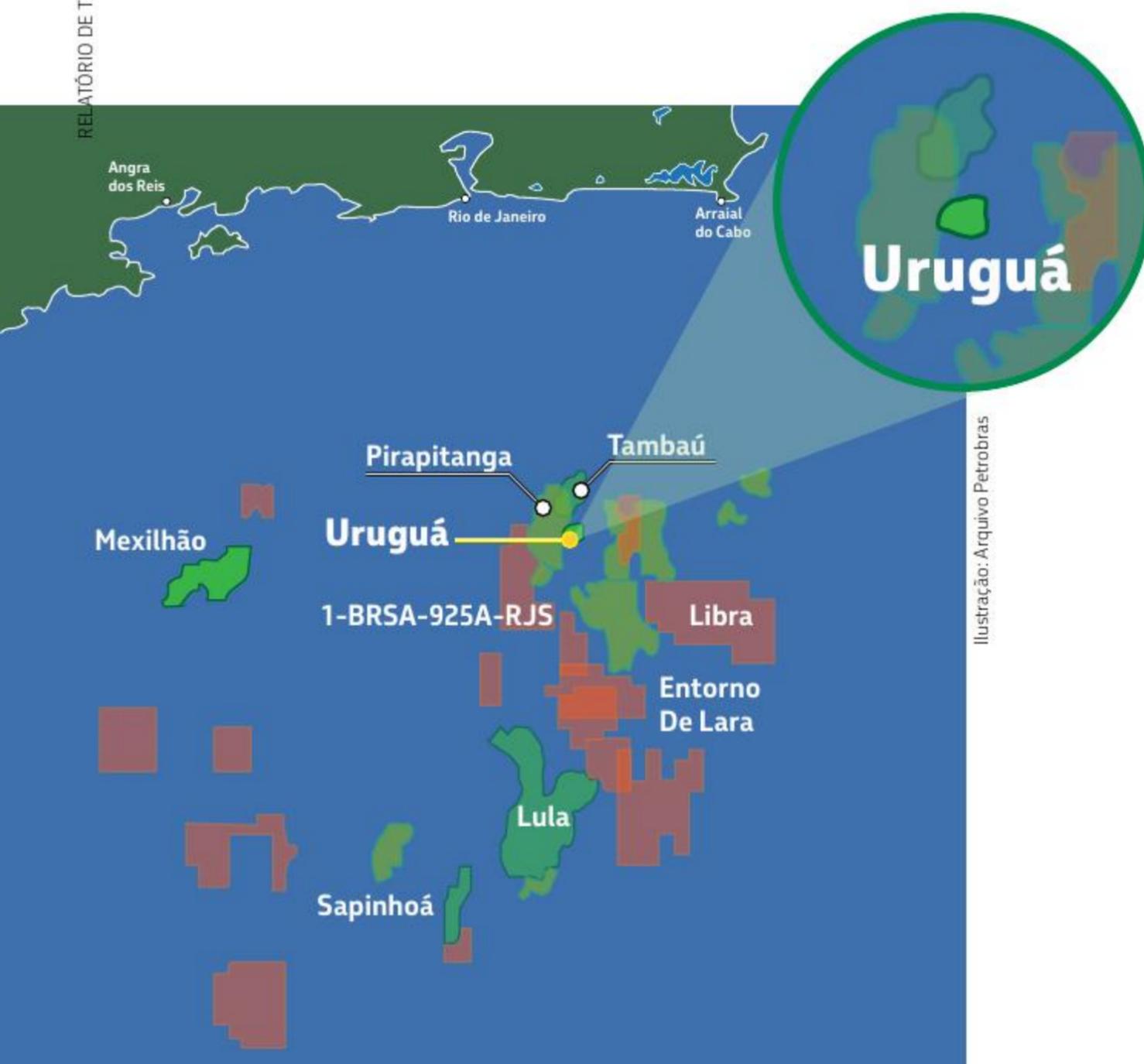
Com a entrada da produção do poço ADR1-9-SPS-77A do campo de Sapinhoá, na bacia de Santos, em fevereiro de 2014, iniciou-se a operação do primeiro *riser* flexível terminado com conector (*end fitting*) "Olho Mágico", interligando a Boia de Sustentação de *Riser* (BSR) ao navio-plataforma *Floating, Production, Storage and Offloading* (FPSO) Cidade de São Paulo. A tecnologia – concebida, projetada e patenteada pela Petrobras – possibilita a instalação de sistemas de monitoramento integrados ao conector de topo de *risers*. Tal sistema tem por objetivo identificar eventos de ruptura das armaduras de tração no duto flexível, minimizando o risco de falha global do *riser* na interface com conector e, conseqüentemente, paradas de produção prolongadas, danos ambientais e à imagem da companhia. Desta forma, o monitoramento passa a ser feito dentro do conector de topo do *riser*, através do sistema MODA (Monitoramento Óptico Direto no Arame), também desenvolvido pela Petrobras, que utiliza sensores de fibra óptica acoplados nas armaduras de tração. Além disso, o conector Olho Mágico permite inspeção visual através de uma "janela" que dá acesso às armaduras do *riser*. O projeto contou com a participação da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS). Uma vez qualificada, a tecnologia passou a ser requerida pela Petrobras para o fornecimento das linhas flexíveis do pré-sal. Esta tecnologia também entrou em operação no campo de Lula, em 2014.

10

Estudos sobre potencial de produção de areia viabilizam completação convencional no campo Uruguá

Estudos realizados para analisar o potencial de produção de areia do poço 7-URG-19D-RJS no campo de Uruguá, na Bacia de Santos, asseguraram a viabilidade de uso da completação convencional, com poço revestido e canhoneado (perfuração de orifícios no revestimento para permitir um canal de fluxo entre a formação e o interior do poço), sem necessidade de instalação de qualquer sistema de contenção de areia. Essa decisão permitiu uma redução de três a

quatro dias de uso de sonda, uma economia estimada em cerca de US\$3,2 milhões. Os estudos prosseguem para analisar a viabilidade da completação convencional em poços horizontais em Uruguá, levando-se em conta a direção mais favorável ao canhoneio. O mesmo estudo abrangerá também poços horizontais a serem perfurados como *sidetrack* (desvio) a partir de poços existentes que têm apresentado baixa produtividade.



11 *Testado com sucesso produto inibidor de formação de parafina desenvolvido pela Petrobras*

Batizado de Sisbrax Multipol 2198, o produto apresentou excelente desempenho após teste de campo realizado no poço Uruguá 10, em produção no navio-plataforma *Floating, Production, Storage and Offloading (FPSO)* Cidade de Santos, na Bacia de Santos. A frequência de passagem de PIGs, dispositivo utilizado tradicionalmente para a limpeza do poço, foi reduzida pela metade e passou a ser feita a cada 10 dias. Além disso, o desempenho demonstrado também possibilitou a redução na vazão do produto injetado no poço de 30 para 20 l/h. O balanço positivo gerado pela diminuição de perdas de óleo evitadas pelo espaçamento da passagem de PIGs e a redução do custo de aquisição do produto foi de

Amostra do Inibidor de parafinas Sisbrax Multipol, em laboratório ▼

cerca de US\$ 140.000 apenas no mês de fevereiro de 2014. O campo de Uruguá foi escolhido como local de testes por apresentar condições bastante semelhantes às de aplicação do pré-sal, objetivo final de uso do mesmo. Desenvolvido com técnicas de arquitetura molecular, o Sisbrax Multipol 2198 não possui nenhum produto químico que agrida o meio ambiente ou os operadores, pois é derivado de casca de laranja. Os pesquisadores consolidaram o aprimoramento do produto a partir de ajustes da composição química e da concentração de dosagem do produto comercial e o consideraram como plenamente adaptável para uso extensivo nos campos localizados no pré-sal.

Foto: Talita Chaves (fev/2015)



12

Tecnologia de combate à perda de circulação severa em poço do pré-sal evita operação de cimentação

A utilização de tampão reticulado no teste de formação a poço revestido (TFR) no poço 9-RJS-726 da área de Iara, na Bacia de Santos, cessa o processo de perda de circulação severa de 160 bbl/h, iniciado após acidificação (limpeza da parede do poço por meio de circulação de solução ácida, que pode gerar perda de fluidos). Com a aplicação dessa tecnologia, evitou-se a necessidade de uma operação de cimentação, gerando uma economia de US\$ 3,5 milhões (economia no tempo de uso de sonda de 4 dias). Além disso, caso seja aplicada em projetos futuros onde perdas de circulação se-

melhantes venham a ocorrer, a tecnologia mostrou um potencial de economicidade da ordem de US\$ 15 milhões, considerando-se um cenário de 15.000 barris de fluido perdido para a formação durante 14 dias de tempo perdido de sonda. Este tampão reticulado, produto da MI SWACO- Schlumberger, testado e aprovado pelo Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes), é facilmente removível por lavagem ácida e gera, portanto, um poço com produtividade mais elevada, diferente do tampão de cimento (convencionalmente usado em casos de perdas severas).



Foto: Talita Chaves (fev/2015)

Testes do tampão reticulado realizados no Centro de Pesquisas da Petrobras

13

Ferramenta de desconexão elétrico-hidráulica de fundo de poço permite redução de quatro dias em tempo de manutenção

A ferramenta WDT (*Wet Disconnect Tool*), desenvolvida pela Petrobras em parceria com a Halliburton, reduziu em quatro dias o tempo de utilização de sonda para realização de manutenção do poço 7-CRP-47D-RJS, no campo de Carapeba II, na Bacia de Campos. A ferramenta WDT de 3 1/2" permitiu a substituição da bomba centrífuga submersa (sistema de bombeio BCS) com a retirada apenas da coluna de produção superior, mesmo o poço sendo equipado com completação inteligente da Halliburton para seletividade em três zonas. Após a reconexão da WDT, os sinais elétricos de sensores e os circuitos hidráulicos de controle das válvulas de fundo foram restabelecidos com sucesso. Esta operação, realizada em junho de 2014, representa um marco para a comprovação e consolidação da tecnologia de conectores eletro-hidráulicos

de fundo de poço. Atualmente, a Petrobras desenvolve, em parceria com as principais empresas de serviço, a ferramenta WDT para revestimento de 9 5/8" e com diâmetro nominal de 4 1/2", com objetivo de otimizar a instalação de completação inteligente no pré-sal. Para este cenário, onde existe a previsão de construção de 150 poços com completação inteligente somente na Bacia de Santos, a estimativa é de uma redução de quatro dias por intervenção. A completação inteligente permite monitorar, em tempo real, os dados de produção. Com essa tecnologia é possível fazer o acompanhamento do desempenho de poços por meio de válvulas e sensores alojados na coluna de produção, controlados remotamente desde a plataforma.

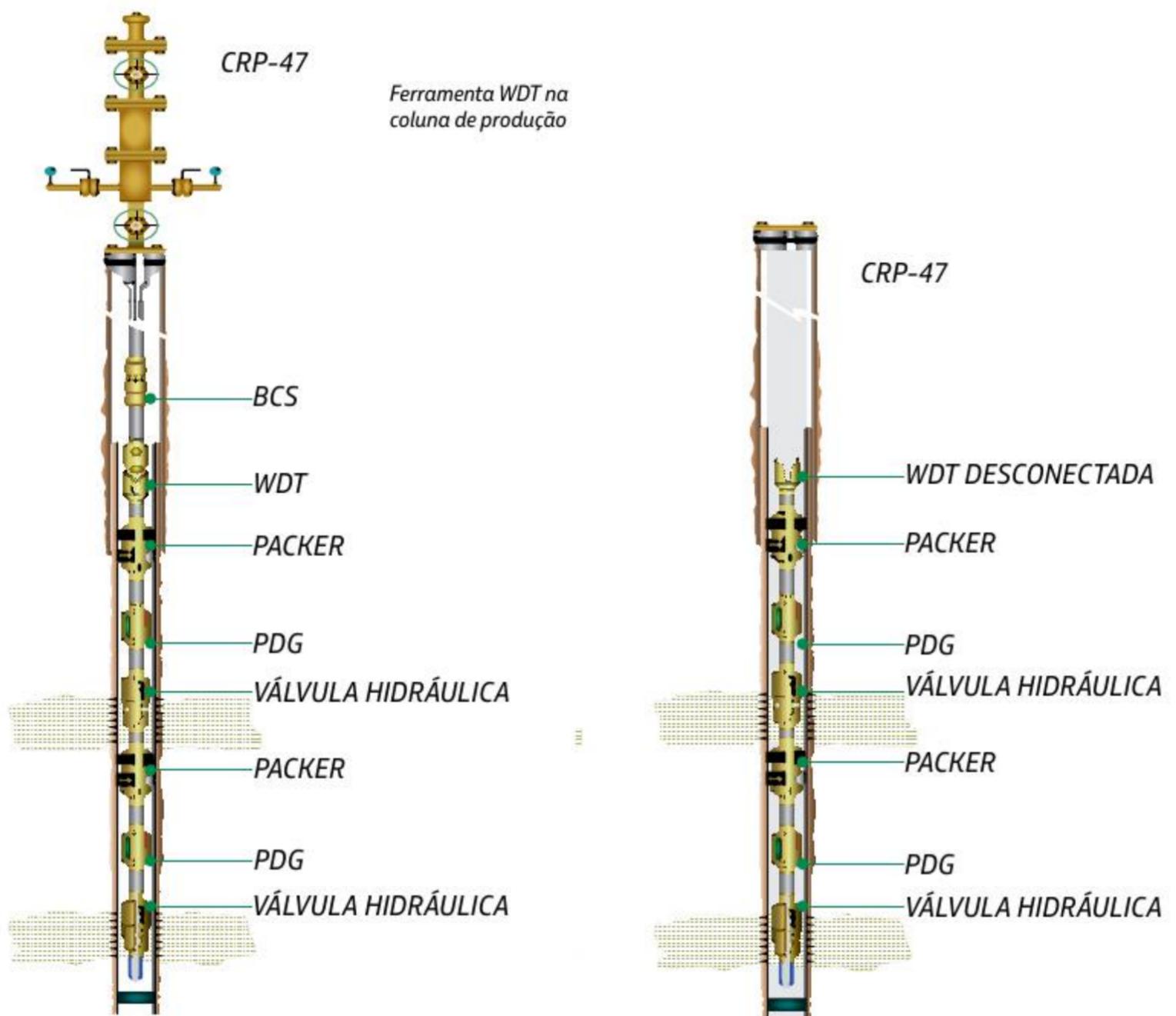


Ilustração: Arquivo Petrobras

14 *Modelagem geológica geomecânica 3D gera economia na perfuração na Bacia do Solimões*

Foto: Ilustração Arquivo Petrobras



Mapa das bacias sedimentares brasileiras

A modelagem geológica geomecânica 3D do campo de Leste de Urucu (LUC), na Bacia do Solimões, permitiu identificar e mapear as melhores regiões para perfuração de poços, o que resultou na redução de até quatro dias nesse processo ao evitar locações problemáticas, uma economia estimada de US\$ 800 mil. O modelo geomecânico 3D é uma ferramenta ágil para avaliar as melhores condições de perfuração num cenário geomecânico complexo, como é o caso da Bacia do Solimões. O modelo 3D gera um ambiente tridimensional integrado, onde todas as características geológicas e geomecânicas podem ser visualizadas. Esse estudo possibilita uma compreensão global do campo, sendo possível identificar e mapear as regiões problemáticas sob o ponto de vista da perfuração de poços. Assim, será possível a construção de novos poços, em menos tempo e com menos problemas operacionais.

15 *Estudo de estabilidade para poço do campo de Roncador viabiliza alteração do programa de cimentação com redução de custos*

A revisão do projeto de cimentação do poço RO-78, do campo de Roncador, Bacia de Campos, alterou o programa de cimentação de dois estágios para apenas um, o que gerou uma economia de US\$ 6 milhões graças à redução de complexidade e tempo de operação. As circunstâncias envolvidas nesse trabalho foram especiais, já que foi obtida uma tomada de pressão durante a perfuração diferente da prevista, seguido de uma revisão urgente do estudo de estabilidade com o intuito de verificar a necessidade ou não da realização da operação de cimentação em dois estágios.



Foto: Talita Chaves (março/2015)

Reunião no Centro de Suporte à Decisão (CSD) do Centro de Pesquisas da Petrobras onde parte do trabalho foi realizado

16

Viabilizada economia na seleção de materiais para poços produtores do pré-sal com altas temperaturas na Cessão Onerosa

A partir de ensaios laboratoriais e modelagem numérica em amostras do poço RJS-688A, do campo de Búzios, Bacia de Santos, foi confirmada a reatividade desses reservatórios frente à injeção de fluidos como a água do mar e o CO₂. Um dos efeitos gerados refere-se à elevação do pH da água produzida, tornando-a menos ácida e, portanto, menos corrosiva. Isso impacta positivamente na seleção de materiais no pré-sal, permitindo a adoção de metalurgia menos nobre para poços produtores que não serão convertidos a injetores. Estima-se uma economia de US\$ 112 milhões para os projetos de desenvolvimento da Cessão Onerosa. O aço inoxidável super-duplex (SDSS) foi originalmente selecionado

para suportar ambiente agressivo decorrente das altas pressões e dos teores de CO₂ associados à presença . Ele possui elevado custo, além de número limitado de fornecedores, todos estrangeiros, e longo prazo de fornecimento (cerca de dois anos). Com a sua substituição pelo aço inoxidável Cromo-17 (17Cr), o novo material selecionado, permitirá, além da redução de custos, menor prazo de fornecimento e aumento do conteúdo local dos projetos.

Ensaios no Laboratório de Interação Rocha-Fluido do Cenpes



Foto: Talita Chaves (março/2015)

17 *Nova metodologia para valoração do uso de completação inteligente comprova a atratividade de sua adoção nos campos de Sapinhoá e Búzios*

Estudos realizados no Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes), para os campos de Sapinhoá e Búzios, mostram que a completação inteligente pode trazer benefícios já nos primeiros anos de produção dos mesmos, com potencial aumento de até 20% do Np (volume de óleo produzido) atualizado. A completação inteligente permite monitorar, em tempo real, os dados de produção por reservatório e fazer o acompanhamento do desempenho de poços por meio de válvulas e sensores alojados na coluna de produção, controlados remotamente desde a plataforma. O seu uso pode trazer flexibilidade para o gerenciamento e a otimização da produção, mas, em consequência, há um aumento de custos e de dificuldades operacionais, que devem ser levados em conta na decisão pela sua adoção. A metodologia desenvolvida, transformada em um *software*, permite quantificar os benefícios da completação inteligente em um contexto de incertezas geológicas e operacionais, considerando modelagem probabilística do reservatório e possibilidade de falhas do equipamento. A metodologia está disponível para ser aplicada a outros campos do pré-sal.

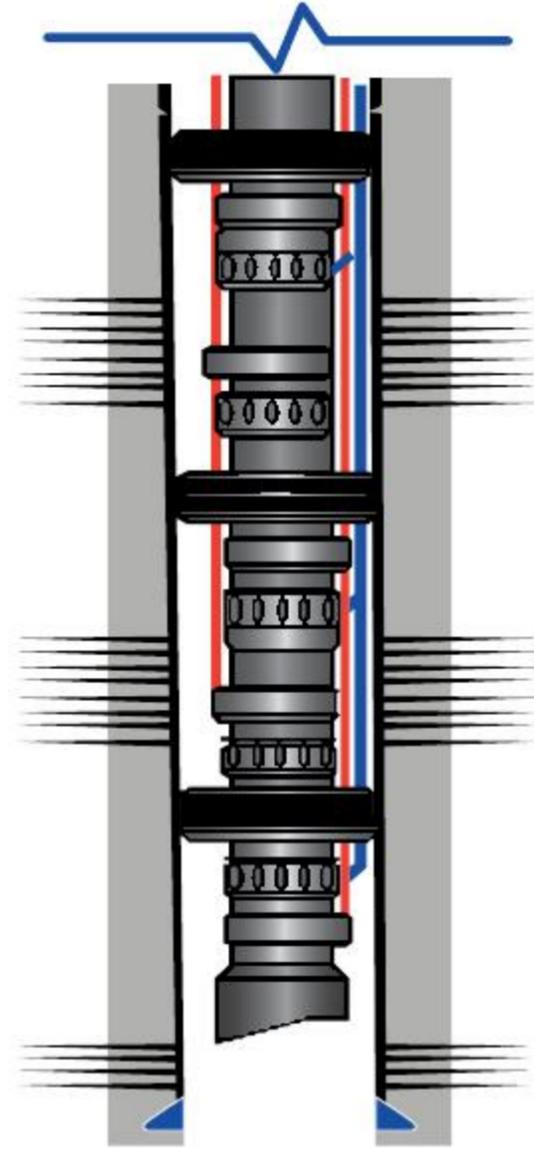


Ilustração: Arquivo Petrobras

▲ Ilustração de coluna de produção com sensores de completação inteligente

18 *Modelo Integrado da Produção (MIP) para campo de Albacora reduz tempo para elaboração da previsão da curva de produção*

A construção de um Modelo Integrado de Produção (MIP) para o campo de Albacora, na Bacia de Campos, reduziu o tempo da simulação de fluxo para elaboração da previsão de curvas de produção de 10 dias para apenas 10 horas. O campo de Albacora, na Bacia de Campos, produz de muitos reservatórios diferentes através de uma complexa malha de linhas de produção convergentes para as plataformas P-25 e P-31. O MIP combina a modelagem do escoamento de todos os reservatórios e linhas de produção em um único sistema, o que permite maior agilidade na obtenção do resultado, além de melhor representação da malha de escoamento e das restrições operacionais do campo.

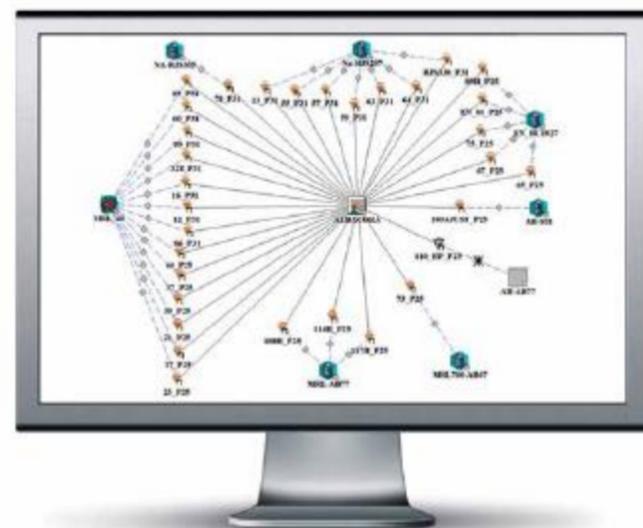


Ilustração: Arquivo Petrobras

▲ Gráfico do Modelo Integrado de Produção para o campo de Albacora

19 **Tecnologia utilizada na perfuração gera economia para a Petrobras**

O Programa de Diagnóstico de Problemas de Perfuração em Tempo Real (PWDa), desenvolvido pela Petrobras e parceiros, contribuiu para a companhia economizar cerca de US\$ 30,8 milhões em 2014. Este valor equivale ao total de 35,25 dias de trabalho de sondas (equipamento utilizado para construção de poços) economizados pela detecção imediata de sinais que permitiram ações corretivas ou preventivas. Por meio de interpretação automatizada de dados de diferentes sensores instalados nos sistemas de perfuração, o PWDa reconhece situações indesejadas que podem ser evitadas. Por exemplo, quando há indício da redução do desempenho de perfuração ou do aumento do risco de parada inesperada da perfuração, o *software* detecta tais comportamentos em tempo real e imediatamente sugere ações de prevenção para as equipes operacionais. Em 2014, por meio do PWDa, foram acompanhados 71 poços e 1471 dias de sonda. O Programa de Diagnóstico de Problemas de Perfuração em Tempo Real conta com serviço integrado de acompanha-

Foto: Fernanda Fernandes - Agência Petrobras (março/2015)



Centro de Suporte à Decisão (CSD) no Centro de Pesquisas da Petrobras

mento de perfuração 24 horas nos Centros de Suporte à Decisão (CSD) da Petrobras, no Parque de Tubos, em Macaé, e no Centro de Pesquisa da Petrobras (Cenpes), no Rio de Janeiro. O PWDa foi 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), situada no município da Serra (ES).

20 **Monitoramento 4D por meio de sistema de aquisição sísmica permanente tem potencial para aumento no fator de recuperação do campo de Jubarte**

A primeira interpretação do dado sísmico 4D do sistema permanente do campo de Jubarte, Espírito Santo, resultou na mudança da locação de um poço produtor. A técnica 4D permite a identificação de anomalias obtidas pela diferença entre dados adquiridos em épocas distintas (no caso de Jubarte, entre dezembro de 2012 e de 2013). A interpretação destas anomalias busca associá-las às variações de saturação e pressão no reservatório em produção. Para regiões não totalmente drenadas, podem ser geradas novas locações, enquanto para áreas que já foram "lavadas", ou seja, onde houve aumento de saturação de água, a locação de novos poços produtores é evitada. Em ambos os casos o sistema permanente pode contribuir na otimização do desenvolvimento do campo, reduzindo custos e aumentando o fator de recuperação. O sistema de monitoramento sísmico per-

manente, desenvolvido em parceria com a PGS, é pioneiro na indústria de petróleo em águas profundas (lâmina d'água de cerca de 1.200 m), utilizando sistema de transferência de sinal em fibra ótica até a plataforma, que proporciona melhor qualidade e alta taxa de transferência de dados. Este sistema possibilita também a aquisição passiva, ou seja, aquisição sísmica sem uso de fonte de energia externa.

O sistema está instalado no navio-plataforma P-57, em operação no campo de Jubarte, na Bacia do Espírito Santo



Foto: Steferson Faria - Banco de Imagens Petrobras (julho 2014)



Broca Kymera da Baker

21

Testes de campo com novas tecnologias de brocas permitem economia na perfuração de poços no pré-sal

Os resultados alcançados durante a perfuração dos carbonatos do pré-sal nos campos de Jubarte e Sapinhoá, nas Bacias do Espírito Santo e de Santos, comprovam a eficiência das brocas Central Stinger e Kymera, desenvolvidas pela Schlumberger e Baker Hughes, respectivamente. As perfurações com a broca Central Stinger obtiveram um custo métrico médio

49% menor, um ganho de US\$ 2,34 milhões. Já a broca Kymera reduziu em 44% o custo métrico médio, com ganho de US\$ 7,24 milhões. Em paralelo, a Petrobras continua a investir em outros esforços para acelerar o processo de redução de custo métrico através do desenvolvimento de tecnologias não convencionais e disruptivas.

22 *Realizada de forma inédita completção de poço com uso de Barreira Mecânica de Anular no pré-sal*

Concluído em setembro de 2014, no campo de Búzios (poço 9-BUZ-2-RJ), teste do equipamento Barreira Mecânica de Anular (BMA) que demonstra sua viabilidade técnica como alternativa mais adequada para a completção de poços especiais no pré-sal. Somente nesse poço, localizado na Bacia de Santos, o uso de BMAs – obturadores que substituem o uso de cimento na finalização do poço – economizou US\$ 8,75 milhões com a redução de 10 dias de uso de sonda, quando comparado com o tempo estimado caso fosse feita a completção convencional com cimento. A rocha-reservatório do pré-sal (carbonática) apresenta altas taxas de porosidade e a utilização desses equipamentos possibilita a redução de cus-

to e prazo, além evitar a contaminação do próprio reservatório através da não utilização do cimento. A completção com a nova tecnologia é feita pela fixação de diversas BMAs ao longo do poço, sem revesti-lo como um todo. Elas possuem sensores de pressão e temperatura que atualizam a degradação da barreira ao longo do tempo, garantindo a integridade estrutural do poço ao longo de sua vida útil (30 anos). Desenvolvida em parceria com a empresa dinamarquesa Welltec, a técnica de completção com o uso de BMAs está sendo planejada para futuros poços do pré-sal a partir de 2015.

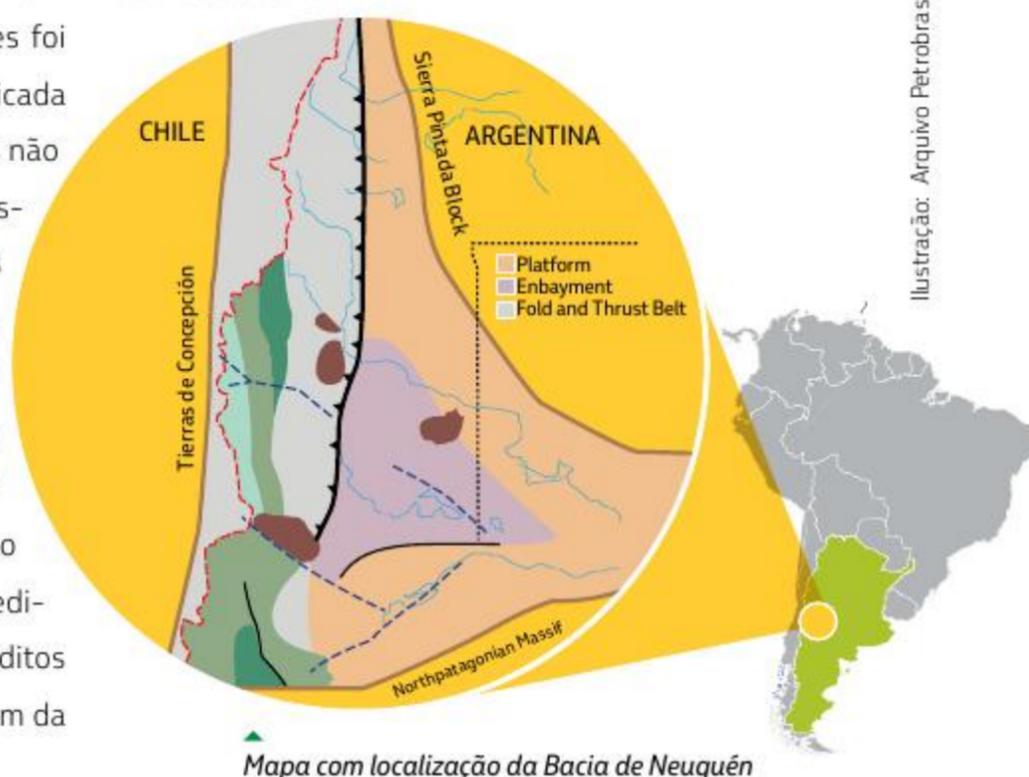
Teste da BMA no campo de Búzios ▶



23 Caracterização geoquímica de reservatórios não convencionais da Bacia de Neuquén na Argentina

A Petrobras Argentina encaminhou para análise de pesquisadores do Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes) cerca de 1.200 amostras de calha de poços exploratórios da Bacia de Neuquén e da Bacia Austral e uma amostra de afloramento da Formação Vaca Muerta, na Argentina. No Cenpes foi realizado um trabalho de caracterização geoquímica aplicada no mapeamento de áreas potenciais para reservatórios não convencionais do tipo *shale gas* e *shale oil*. O estudo possibilitou a identificação de propriedades deposicionais e de preservação da matéria orgânica sedimentar onde foi comprovada a deposição de horizontes geradores de hidrocarbonetos - Formação Vaca Muerta em áreas com interesse exploratório em *shale gas* e *shale oil*. A caracterização de fácies orgânicas visou à reconstrução paleoambiental para auxiliar o modelo estratigráfico-sedimentológico. Além disso, foram gerados resultados inéditos de cinética global aplicados em trabalhos de modelagem da

Bacia de Neuquén. O trabalho teve duração de dois anos e foi concluído em julho de 2014. O próximo passo será utilizar as mesmas ferramentas em outros poços da área com amostras de testemunho.



24 Conclusão, com sucesso, do Sistema de Antecipação da Produção (SPA) de Lula Central, com aplicação do Sistema Early Production Risers (EPR) e navio Dynamic Producer

A operação do Sistema de Antecipação da Produção (SPA), finalizada em abril de 2014, no poço LL-07, na região de Lula Central, comprovou a versatilidade do conceito de *Floating Production Workover Storage and Offloading (FPWSO) Dynamic Producer* (unidade flutuante de produção, intervenção, estocagem e transferência) com sistema *Early Production Risers (EPR)* ou *Riser* de Produção Antecipada). Além de possibilitar troca de zonas produtoras e outras intervenções de poço sem utilização de embarcações de apoio como sondas e barcos de ancoragem, esse conceito garantiu a produção efetiva de óleo e gás durante cinco meses de teste, entre 13.000 e 25.000 bbl/dia. Para isso,

um grupo de trabalho foi criado a fim de adaptar o Sistema EPR 10k (com capacidade para 10 mil psi de pressão interna) da empresa Weatherford às operações de teste de longa duração (TLD) e SPA na região do pré-sal de forma segura. A equipe realizou um extensivo trabalho de reprojeto e qualificação da solução modificada para os conectores roscados do EPR, impedindo a contaminação de fluidos agressivos (como CO₂) no interior desses. Essa solução adotada garante o cumprimento de compromissos exploratórios com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) na realização dos próximos TLD de Lara Oeste e SPA Búzios, previstos até 2016.

25 *Desenvolvido procedimento para realização de teste de inclinação de unidades flutuantes na locação*

A determinação das coordenadas do centro de gravidade de uma unidade flutuante é fundamental para garantir a segurança em relação à sua estabilidade. Essa definição é feita por meio de um teste de inclinação, obrigatório por norma de segurança quando a plataforma sai do estaleiro ou quando há acréscimo de peso nas plataformas em operação devido à instalação de novos equipamentos. O teste consiste na aplicação de inclinações pré-determinadas em águas abrigadas para o cálculo da altura do centro de gravidade. Nos casos das plataformas em operação, para seguir o regulamento, haveria a necessidade de desmobilização do sistema, parada na produção e deslocamento da plataforma para águas abrigadas para realização do teste de inclinação. Em razão disso, a Petrobras desenvolveu um novo procedimento para verificação de estabilidade de unidades flutuantes na locação. Este novo procedimento foi baseado em ensaios com modelos reduzidos feitos no LabOceano da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), onde foi possível reproduzir as condições ambientais da locação de forma controlada. Como este é um processo não convencional, pes-

quisadores da Petrobras incluíram novas funcionalidades nos programas usados para cálculos de estabilidades e ancoragem desenvolvidos no laboratório Tecgraf da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ) - SSTAB e Dynasim -, além de realizarem simulações computacionais e um teste protótipo em escala real, a bordo da P-25, localizada na Bacia de Campos. Após os testes e análises, o novo procedimento foi submetido à Sociedade Classificadora *American Bureau of Shipping* (ABS) e recebeu, em julho de 2014, uma carta de aprovação que permitirá a realização de novos testes similares nas plataformas em operação com acompanhamento e validação pelo próprio ABS. Com isso, as Unidades Operacionais poderão realizar os testes de inclinação *offshore* e atualizar o valor das coordenadas quando necessário. Além disso, com essa nova técnica, será possível evitar penalizações e manter a conformidade legal e segurança, sem que seja preciso retirar a unidade de operação. O objetivo final é propor a incorporação deste procedimento alternativo nas normas internacionais.

Teste de inclinação com modelo reduzido feito no LabOceano/Coppe (UFRJ)

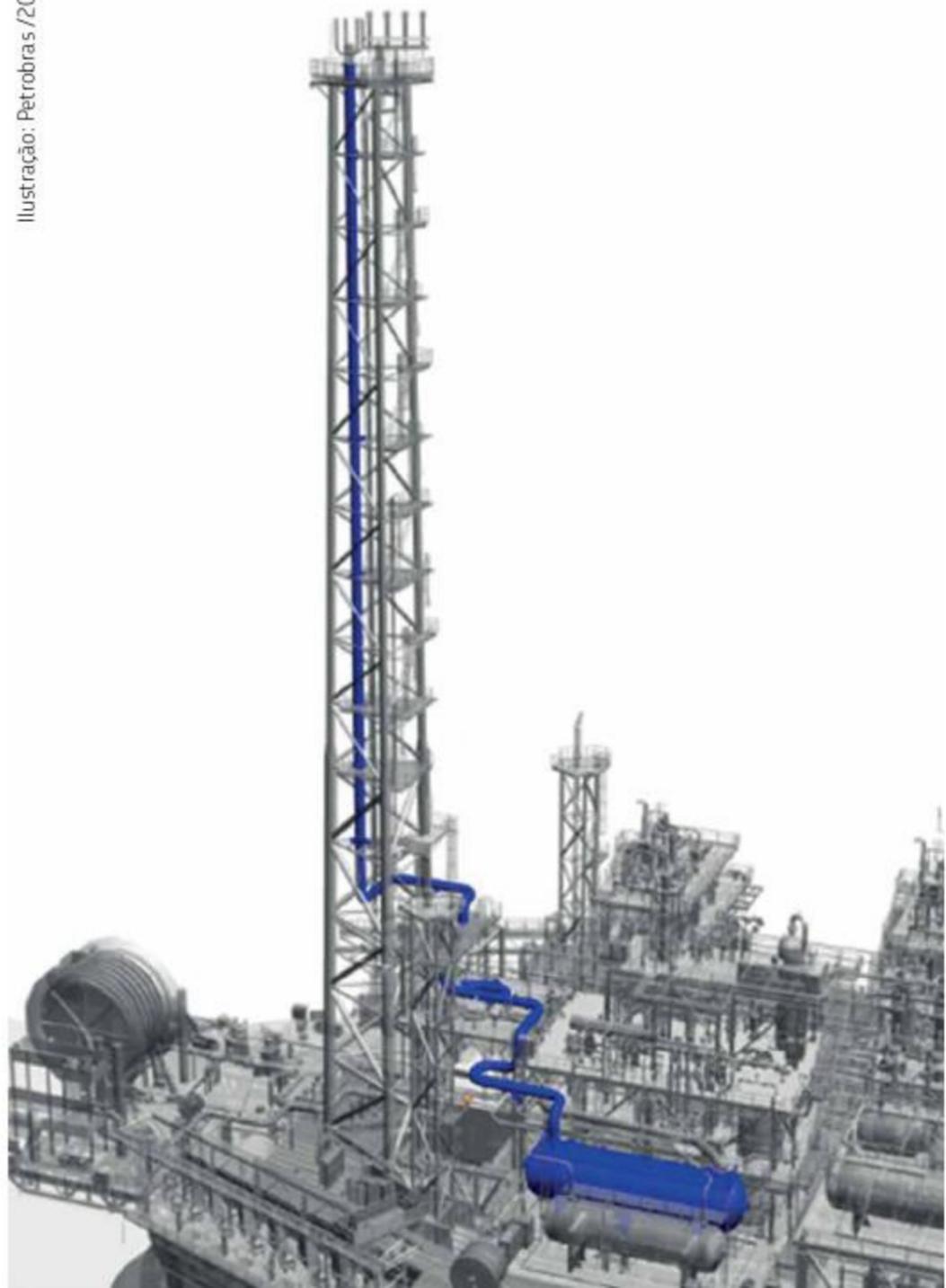


26 Mitigação de vibração e ruído em tubulações e vaso do flare evita descontinuidade operacional na P-58

Com a análise do cenário logo após a partida da P-58, em abril de 2014, foi identificado que a vibração e o ruído excessivos nas tubulações e no vaso do *flare* de alta pressão da P-58 eram causados por uma ressonância acústica provocada pela geometria das tubulações de gás da unidade. A identificação rápida de uma solução fez com que a P-58 pudesse aumentar imediatamente sua produção de 15mil bpd para 50mil bpd e, posteriormente, para a média atual de 115mil bpd após a conexão de novos poços. Estima-se que o prejuízo evitado seja da ordem de US\$1,7 bilhão, considerando-se o período de abril a dezembro de 2014, o preço médio do barril de petróleo a US\$90 e uma produtividade média de 95mil bpd no período. Todas as plataformas da empresa mantêm uma chama-piloto (*flare*) que queima gás produzido por motivos de segurança e necessidade operacional. Uma queima maior pode ocorrer na fase inicial de produção, quando os sistemas de compressão e escoamento do gás associado ao petróleo ainda não estão totalmente operacionais. Esse era o caso da P-58, cujo sistema de recuperação do gás de *flare* para tratamento e posterior exportação ainda estava inoperante, procedimento permitido pela ANP, agente fiscalizador do volume máximo de gás produzido a ser queimado. No *flare* da P-58, a passagem de gás em uma linha de grande diâmetro (28") apresentava vórtices (movimentos espirais ao redor de um centro de rotação) no local onde esta se conectava a uma linha longa (17 metros), de pequeno diâmetro (8") e vazia (no jargão técnico chamada de *dead leg* por ausência de fluxo). A linha de 8", parte do sistema de recuperação do gás de *flare*, estava vazia por conta do processo de partida da plataforma. Além disso, o vaso do *flare* de alta pressão funcionava como uma caixa amplificadora do ruído decorrente do fenômeno de ressonância acústica das tubulações de gás. Para solucionar o problema, identificado

pela primeira vez em uma unidade de produção *offshore* da Petrobras, a linha vazia foi preenchida com água, o que imediatamente interrompeu a vibração e o ruído. Como solução definitiva, foi instalada uma válvula na linha. O conhecimento acumulado com esta experiência foi replicado na P-62 e nos projetos dos FPSOs replicantes e da Cessão Onerosa. Liderado pelo Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes), participaram do grupo de trabalho formado para mitigar o problema técnicos de diversas áreas da companhia. Também participaram do processo as empresas STRESS Engineering, Wartsila/Hamworthy, ESSS e Wikki do Brasil, além da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ) e da Universidade Federal de Uberlândia (UFU).

Ilustração: Petrobras / 2014



Tubulação e vaso do flare da P-58 em azul ►

27 Avaliação de petróleo de campos do pré-sal define principais características das novas áreas

A atividade de avaliação de petróleos permite conhecer o rendimento em derivados de cada petróleo descoberto, assim como suas características e qualidades de forma a subsidiar as atividades de exploração, produção e abastecimento. Entre estas atividades destacam-se o fornecimento de informações para o Plano de Avaliação das Descobertas (PAD) e atendimento as obrigações junto a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Para cada óleo descoberto na Petrobras, é feito um relatório extenso, conhecido como *crude assay*, a partir de ensaios laboratoriais realizados em seu Centro de Pesquisas (Cenpes). Em 2014, foram realizados *crude assays* de áreas significativas localizadas no pré-sal, como os campos de Libra, Búzios, Iracema Sul, assim como a área do entorno de Iara. Também foi caracterizado o petróleo de área do pós-sal encontrado em águas profundas do Espírito Santo (Parque dos Deuses – Arjuna).



Foto: Talita Chaves (fevereiro/ 2014)

▲ Laboratório da área de Tecnologia de Avaliação de Petróleo do Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes)

28 Emitido projeto básico para as unidades de produção P-72 e P-73

A Engenharia Básica de Exploração & Produção do Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes) emitiu o projeto básico para as unidades de produção P-72 e P-73 em setembro de 2014. A previsão é que essas unidades juntas acrescentem à curva de produção dos campos de Cessão Onerosa cerca de 300 mil barris de óleo por dia. Cada unidade é preparada para operar em lâmina d'água de 2.150 metros, com capacidade de 6,0 MM m³/d (módulo replicante) de movimentação de gás, e de 7,0 MM m³/d para tratamento de gás; além disso, é especificada para tratar teor de H₂S no gás de 170 ppm e tem capacidade de injeção de água de 200 mil barris por dia. O projeto básico reúne um conjunto de documentos que especifica a Unidade de Produção Estacionária (UEP) do tipo *Floating, Production, Storage and Offloading* (FPSO) de acordo com as especificações e diretrizes do E&P, com as lições aprendidas advindas

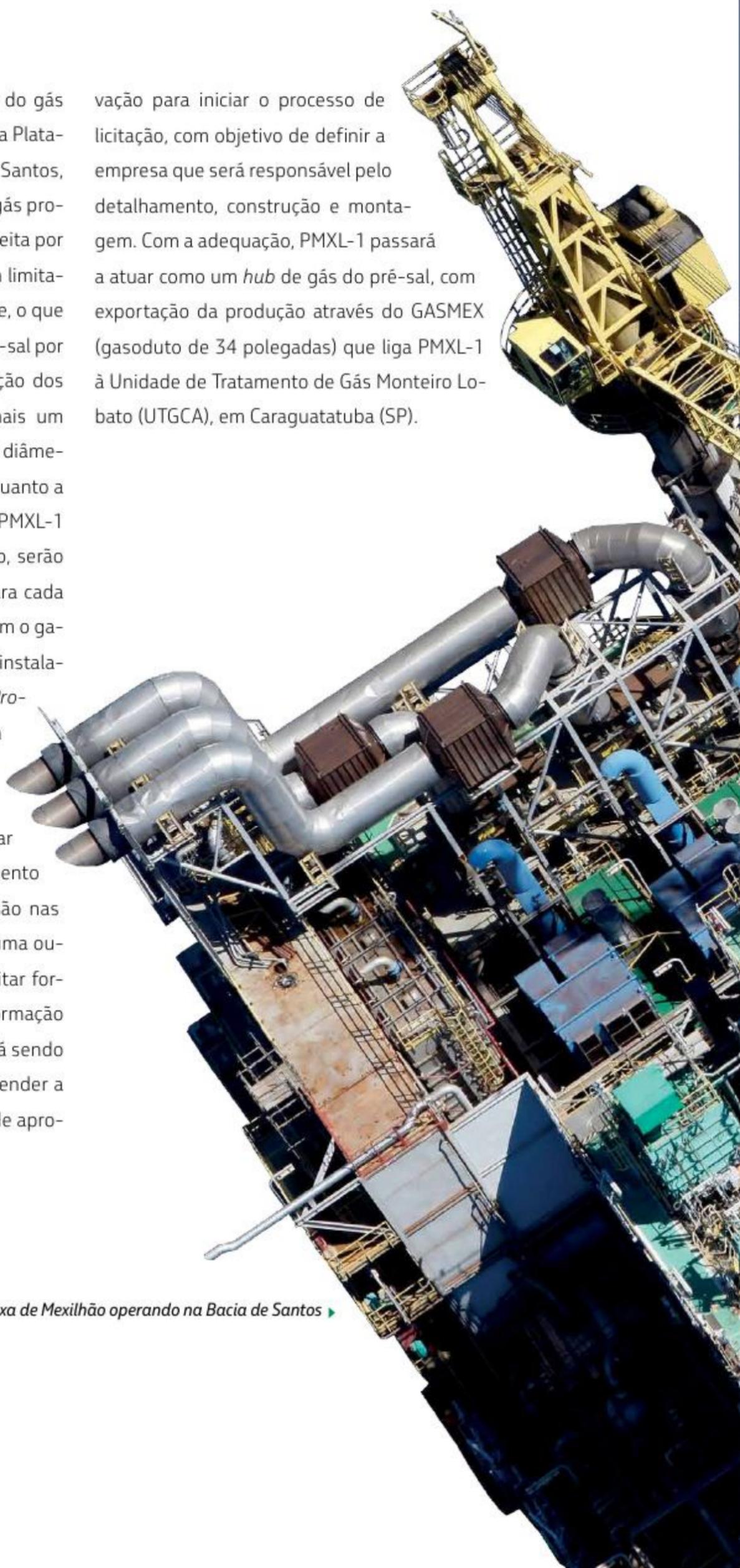
das UEPs em construção e com os direcionadores estratégicos definidos pela alta administração da companhia. Todas as Solicitações de Modificações do Projeto para os FPSOs Replicantes (P-66 a P-71) e FPSOs de Cessão Onerosa (P-74 a P-77), aplicáveis ao projeto para os FPSOs P-72 e P-73, foram incorporadas com o objetivo de reduzir riscos da Petrobras. A equipe responsável pela coordenação, juntamente com as demais disciplinas, atuou de maneira multidisciplinar e agregou a participação de todas as áreas de Engenharia Básica. Houve envolvimento direto de todos os consultores nas áreas de Estruturas, Naval, Mecânica, Arranjo, Arquitetura, Elétrica, VAC, Telecomunicações, Processo, Automação, Segurança, Automação de Projetos, além do Coordenador do Projeto. O grupo esteve envolvido desde o projeto conceitual da P-72 e P-73 até a emissão final do projeto básico.

29

Emitido projeto básico para adequação da Plataforma de Mexilhão como hub de gás

O projeto tem por objetivo viabilizar o escoamento do gás produzido nas regiões do pós-sal e pré-sal através da Plataforma de Mexilhão (PMXL-1), localizada na Bacia de Santos, a 137 km da costa. Atualmente, a chegada tanto do gás produzido no pós-sal quanto no pré-sal à plataforma é feita por um único *riser* com diâmetro de 18 polegadas e com limitações de temperatura e pressão de projeto da Unidade, o que restringe a capacidade de recebimento de gás do pré-sal por esta rota. A adequação de PMXL-1 prevê a separação dos gasodutos (pré-sal e pós-sal) com a instalação de mais um *riser* de chegada à plataforma, com 18 polegadas de diâmetro, exclusivo para o gás proveniente do pré-sal, enquanto a produção do pós-sal continuará sendo recebida por PMXL-1 através do *riser* existente (atual BS-500). Além disso, serão instalados dois conjuntos de válvulas *choke* (um para cada chegada) que garantirão a equalização da pressão com o gasoduto de exportação. Está sendo previsto, ainda, a instalação de dois sistemas HIPPS (*High Integrity Pressure Protection*) para garantir a integridade da Unidade em caso de bloqueio inadvertido na exportação, o que levaria a um risco de pressão acima das condições de projeto. Trocadores de calor, utilizando água do mar como fluido quente, serão instalados para aquecimento do gás importado após a elevada quebra de pressão nas válvulas *choke*. Uma nova câmara de lançamento e uma outra de recebimento de *pig* serão instaladas. Para evitar formação de hidrato e/ou corrosão devido a risco de formação de água livre após a quebra de pressão, também está sendo prevista uma unidade de produtos químicos para atender a essa nova demanda. O projeto encontra-se na fase de apro-

vação para iniciar o processo de licitação, com objetivo de definir a empresa que será responsável pelo detalhamento, construção e montagem. Com a adequação, PMXL-1 passará a atuar como um *hub* de gás do pré-sal, com exportação da produção através do GASMEX (gasoduto de 34 polegadas) que liga PMXL-1 à Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (UTGCA), em Caraguatatuba (SP).

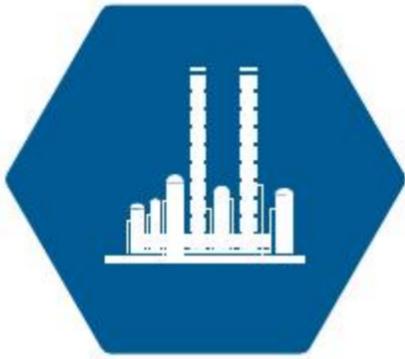


Plataforma fixa de Mexilhão operando na Bacia de Santos ►



Foto: André Motta de Souza - Banco de Imagens Petrobras (abril/2013)





Abastecimento

Nesta seção são apresentados os resultados dos projetos relacionados ao segmento Abastecimento, Transporte, Distribuição e Petroquímica, cujas linhas de pesquisa são dedicadas à produção de derivados de petróleo, logística de distribuição e uso de correntes fósseis e renováveis como matéria-prima de alto valor agregado. No biênio 2013-2014, os focos tecnológicos para este segmento compreendem: maximização da produção de derivados médios (como diesel e querosene) e gasolina; refino de óleos do pré-sal; otimização e integração da logística operacional; produtos inovadores, que abrange tecnologias para a produção e formulação de novos combustíveis e lubrificantes automotivos; e valorização das correntes fósseis e renováveis para uso como matéria-prima na petroquímica.



01 *Desenvolvido modelo integrado para planejamento de refinarias do Nordeste capaz de gerar ganhos de produção*

O modelo de planejamento desenvolvido integra o plano de produção das Refinarias Landulpho Alves (RLAM) e Potiguar Clara Camarão (RPCC) ao modelo de estudos da Refinaria do Nordeste (RNEST). Além das possibilidades de importação, exportação e cabotagem, o modelo desenvolvido pela Petrobras considera a malha logística da região e os mercados a serem

atendidos. A partir desse modelo, um plano de produção único pode ser gerado com base nas premissas estabelecidas pelo Plano de Abastecimento (PlanAb) e considerando a sinergia entre as refinarias. A integração dos modelos faz com que as decisões do planejamento das refinarias e da logística associada sejam tomadas em conjunto, maximizando o resultado geral. Desta forma, a realocação de petróleo e a troca de intermediários podem ser avaliadas de modo a se obter maior produção de derivados global. A implantação do modelo integrado está prevista para 2015.



Refinaria Abreu e Lima – RNEST



Refinaria Potiguar Clara Camarão



Refinaria Landulpho Alves (RLAM)

02 *Otimização da unidade de FCC possibilita aumento na rentabilidade da RLAM*

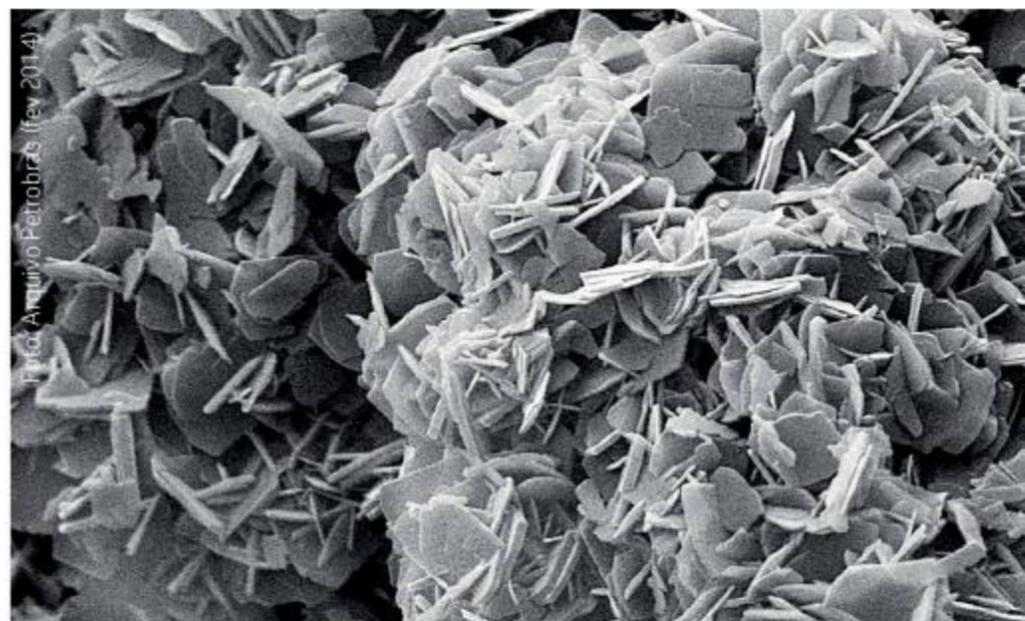
O uso de simulador, que permite calibrar e simular uma unidade de craqueamento catalítico (FCC) comercial, resultou, em 2014, em ganhos estimados em mais de US\$ 6,8 milhões/mês na rentabilidade da Refinaria Landulpho Alves (RLAM), na Bahia. O simulador, que começou a ser utilizado no primeiro semestre de 2013, para calibração de múltiplos dados da unidade 39 de FCC, como temperaturas, propriedades de vazões de produtos, carga e dados de reposição de catalisador vem permitindo desde então adaptar as variáveis da unidade, com a identificação das condições operacionais que garantem rentabilidade máxima da refinaria. Na unidade 39, a ferramenta estimou o valor ótimo da

taxa de reposição diária de catalisador, possibilitando o ajuste desta variável. A alteração possibilitou o aumento de carga e da produção de gasolina, bem com o acréscimo em 3% no rendimento da nafta craqueada, principal componente no *pool* de gasolina A. O *software*, licenciado por empresa externa, vem sendo utilizado periodicamente na unidade, uma vez que esta passa por constantes mudanças, como reformulação de catalisador, remoção ou adição de aditivo, limitações operacionais, mudança de carga etc. Além do resultado alcançado na RLAM, o simulador vem sendo usado para otimização nas demais unidades de FCC da Petrobras.

03 *Realizada em escala piloto a produção de zeólitas especiais para processo de refino*

O projeto tem por objetivo o desenvolvimento de rotas economicamente viáveis para a produção nacional de zeólitas especiais – utilizadas nos sistemas catalíticos para aumentar a qualidade de combustível líquido. A Petrobras detém domínio tecnológico na produção em escala comercial de dois tipos de zeólitas (ZSM-5 e Y), que são utilizadas para quebrar moléculas de hidrocarbonetos de maior peso molecular em moléculas menores de maior valor agregado durante o refino, em particular, no processo de craqueamento catalítico fluido (FCC). Em parceria com a Universidade de Alagoas (UFAL) e Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), através da Rede Temática de Desenvolvimento de Catálise, a Petrobras desenvolveu rotas tecnológicas para produzir em escala piloto as zeólitas beta e ferrierita, até então muito pouco empregadas nos processos de refino comercialmente. As rotas desenvolvidas são autossustentáveis, uma vez que a técnica utiliza semente do próprio cristal no processo de síntese, eliminando uso de reagentes de alto custo e

prejudiciais ao meio ambiente. Com a diversificação de tipos de zeólita disponíveis, a companhia melhora o rendimento e a qualidade da gasolina e o rendimento em propeno em suas refinarias. Estão previstos até o primeiro semestre de 2016 os testes de produção em escala comercial.



▲ Imagem obtida através de Microscópio Eletrônico de Varredura (MEV) da zeólita Ferrierita, produzida no Cenpes, com aumento de 2 mil vezes.

04 Definido novo pacote de aditivos da gasolina Petrobras Grid

A nova gasolina aditivada Petrobras Grid foi lançada no mercado, em julho de 2014, após dois anos de pesquisas no Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes). A nova gasolina, de coloração esverdeada devido à presença do corante para diferenciá-la da gasolina comum, possui um pacote de aditivos contendo detergente-dispersante e modificador de atrito (*friction modifier*) na formulação. O primeiro atua no sistema de alimentação de combustível, evitando o acúmulo de depósitos no motor, reduzindo as emissões de gases e espaçando

as manutenções do veículo. O segundo tem a função de reduzir o atrito entre as partes móveis do motor, principalmente na região do 1º e 2º anel de segmento, contribuindo para um melhor desempenho, comprovado através de ensaios em banco de provas e testes de retomada de velocidade realizados em veículos na pista de testes. Os atributos e o conceito da gasolina Petrobras Grid foram definidos de acordo com as expectativas da Petrobras e da BR Distribuidora.



05 *Desenvolvimento de metodologia que detecta com alta precisão vazamento em permutadores carga-produto em unidades de HDT para produção de óleo diesel*

A Petrobras implantou metodologia pioneira capaz de identificar vazamento em bateria de permutadores carga-produto em unidades de hidrotreatamento de instáveis (UHDT), que pode ser crítico para produção de óleo diesel com baixos teores de enxofre (S10). Para tanto, foi utilizada a cromatografia com detector seletivo para enxofre, otimizada para identificar compostos sulfurados em concentrações a partir de duas partes por milhão (ppm). A presença de compostos sulfurados de baixo peso molecular no produto final é uma evidência de vazamento na bateria de permutadores de calor, causando a contaminação do diesel hidrotreatado (produto) por diesel não tratado (carga). A inovação reside no tratamento dos dados de cromatografia que permite detectar vazamentos inclusive em produtos com teores baixos de enxofre. Além disso, a equipe desenvolveu um *software* para avaliar o grau de contaminação do produto e gerenciar o banco de dados de resultados obtidos nas unidades cuja metodologia foi aplicada com sucesso. Entre elas,



Foto: José Luiz Zotin (Janeiro/2012)

Permutadores carga-produto da U2313 na REPAR

estão as unidades de HDT da Repar (U2313), da Revap (U262) e da Replan (U283A), onde a metodologia foi utilizada para o diagnóstico de vazamento e, posteriormente, validação da manutenção corretiva realizada. Com aplicação da técnica, calcula-se um ganho potencial de até US\$ 3,6 milhões na antecipação de diagnóstico de vazamentos, evitando a degradação de óleo diesel S10 (com 10 ppm) para S500 (500 ppm).

06 *Aproveitamento de óleo decantado na formulação de cimento asfáltico de petróleo otimiza custos de produção*

O Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes) e a Refinaria Gabriel Passos (Regap), em Minas Gerais, demonstraram ser possível o uso de óleo decantado e resíduo de vácuo de máxima severidade como componentes da formulação do cimento asfáltico de petróleo (CAP) produzido nesta refinaria. Dessa forma, foi possível dar uma destinação economicamente mais atrativa a correntes de óleo decantado previamente usadas para produzir óleo combustível (gradualmente substituído por gás natural em locais abastecidos pela Regap). Não só o CAP produzido se enquadrava nas especificações da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), como também foi possível um aumento de 1% na produção de diesel da Refinaria graças ao aproveitamento de uma corrente mais nobre do que a anteriormente usada como diluente no proces-

so de produção de CAP. Como a Regap é apenas uma das cinco refinarias da Petrobras que produzem CAP a partir do resíduo da destilação a vácuo, esse resultado será expandido para outras unidades de refino da empresa.

▼ Amostra de asfalto pronta para ensaio

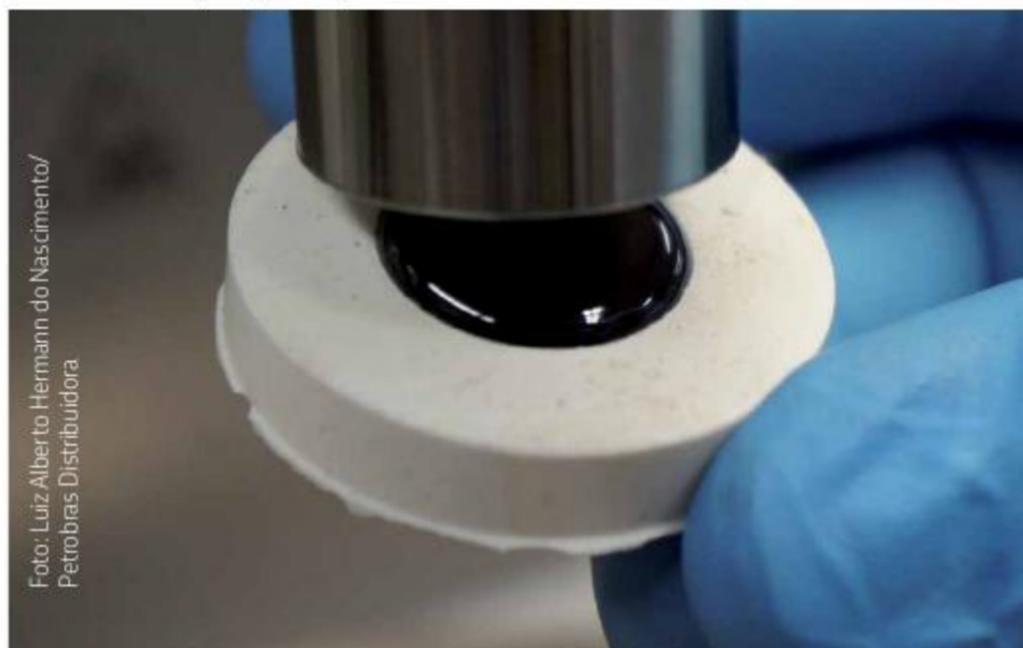
Foto: Luiz Alberto Hermann do Nascimento/
Petrobras Distribuidora

Foto: Daniel Derevecki (março 2012)



07 *Produção de diesel através de Gasóleo Leve de Destilação a Vácuo (GOLV)*

Com estimativa de um aumento de 3% na produção de óleo diesel, a Petrobras desenvolveu melhorias no processo de fracionamento nas torres de vácuo para incorporação da corrente de GOLV ao *pool* de diesel. A ideia é recuperar frações pesadas de óleo em frações mais leves, tornando-as de maior interesse industrial. Foram realizados testes na unidade piloto de destilação a vácuo da SIX para identificar as condições operacionais que minimizem os contaminantes, principalmente cloreto, durante o processo. Os resultados indicam que a composição de carga processada (elenco de petróleo) é determinante para a qualidade do GOLV e ainda que, para uma dada carga, o teor de cloreto diminui quando se melhora o fracionamento na região do GOLV, através do emprego de maiores refluxos internos nas torres de vácuo, sobretudo quando se atinge temperaturas da ordem de 160°C. O projeto está alinhado às metas do Programa para Elevação da Produção de Médios e Gasolina (PROMEGA).

◀ *Unidade Piloto de Destilação a Vácuo (U-2112) da SIX*

08 *Aprovado óleo de transmissão a ser empregado pela equipe Williams em corridas de Fórmula 1*

A Petrobras assinou, em fevereiro de 2014, um contrato de parceria tecnológica com a equipe Williams F1 para o fornecimento de gasolina e óleos lubrificantes para motores e transmissões. A partir das especificações básicas enviadas pela Williams, fabricante da caixa de câmbio dos carros da equipe, os pesquisadores do Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes) desenvolveram diversas formulações alternativas, considerando os óleos básicos e aditivos disponíveis no mercado mundial. Com base em avaliações físico-químicas e de desempenho, duas dessas formulações foram selecionadas e aprovadas nos testes iniciais de compatibilidade, volatilidade, corrosão e espuma. Em seguida, uma das amostras foi recomendada para os testes de desempenho e durabilidade. Em julho de 2014, a Williams concluiu que o óleo de transmissão da Petrobras estava apto para uso nos carros da equipe em corridas de F1. Os componentes do óleo propiciam um baixo coeficiente de atrito entre as engrenagens da

transmissão, resultando em uma menor perda de energia e um consequente aumento da potência transmitida do motor para as rodas do automóvel. Além disso, o menor atrito diminui o consumo de combustível. A estreia do óleo de transmissão nos carros de Fórmula 1 aconteceu no Grande Prêmio da Itália, realizado no circuito de Monza no dia 7 de setembro de 2014, antecipando os lançamentos dos produtos previstos para 2015. O óleo de transmissão da Petrobras foi utilizado nas últimas sete corridas de 2014, incluindo o Grande Prêmio do Brasil, confirmando o bom desempenho demonstrado nos testes de aprovação. Também já foi produzida e enviada uma nova batelada do produto aprovado, o que permitiu à Williams utilizá-lo no início da temporada de 2015 e a previsão é continuar o fornecimento desse óleo lubrificante e melhorar as propriedades do produto através de ajustes na formulação em busca contínua de melhores desempenhos.

62

RELATÓRIO DE TECNOLOGIA PETROBRAS 2014 |

Uso do óleo de transmissão da Petrobras em carro da Williams durante corrida de Fórmula 1 ▼



Foto: Imagem cedida gentilmente pela Williams (setembro/2014)

09 *Projeto de melhorias em eficiência energética aumenta a rentabilidade da UDAV II da Regap*

O trabalho de otimização na unidade de Destilação Atmosférica e a Vácuo (UDAV II) da Refinaria Gabriel Passos (Regap) garantiu maior rendimento de destilados (diesel e gasóleo), sem acréscimo no consumo de energia nos fornos da unidade. Entre as ações desenvolvidas, estão as modificações na bateria de preaquecimento de petróleo e do forno de vácuo; a inserção de um vaso pré-flash que alivia a demanda do forno atmosférico e propicia aumento da produção de destilados; e a modernização de internos da torre a vácuo. Após essas implementações,

ocorridas em agosto de 2014, as melhorias geraram acréscimo de cerca de 400 m³/d na produção de médios, 200 m³/d na produção de gasóleo (carga para FCC) e redução de 500 m³/d na produção de resíduo de vácuo (corrente menos nobre). Em decorrência desse aumento da rentabilidade, projetos similares serão desenvolvidos para outras unidades de destilação do Refino, a partir da identificação de potencial de ganhos.

Vaso e trocadores de calor que foram incluídos na refinaria. ▼

Foto: Luiz Fernando da Silva (fevereiro /2015)



10

Petrobras desenvolve tecnologia inédita para degradação de garrafa PET em 30 dias

Estudo pioneiro realizado no Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes) identificou o potencial de uma levedura (não patogênica) e de uma enzima, para a degradação, em até 30 dias, do polímero que compõe garrafas PET. Conduzidos a pressão e temperatura ambientes, os processos simples de degradação ocorrem até o polímero se tornar uma unidade mínima (monômero), obtendo-se ácido tereftálico que, por sua vez, serve de insumo para a indústria petroquímica. Resultados mais recentes indicaram que a levedura é tolerante a concentrações do monômero tipicamente encontradas nas reações. Além disso, um outro estudo pioneiro apontou que a enzima avaliada inicialmente foi clonada em um outro sistema de produção, sinalizando assim a redução de custo e a garantia de fornecimento deste insumo no processo. Com tal resultado, a equipe prevê a implantação dessa tecnologia 100% Petrobras na nova unidade de produção do Complexo Petroquímico de Pernambuco (Petroquímica Suape), dentro de alguns anos, disponibilizando assim uma solução para o correto destino final desses materiais após seu uso.



◀ Exemplos de garrafas PET

11 *Validado em laboratório processo para produção de composto renovável utilizado na produção de plástico*

Em busca de alternativas que substituam o uso de petróleo como matéria-prima na produção de poliésteres (plásticos bastante usados pela indústria), a Petrobras está desenvolvendo uma tecnologia que utiliza o açúcar (sacarose) de cana-de-açúcar como insumo. Pesquisadores validaram em banca um processo de desidratação da sacarose para produção do 5-hidroximetilfurfural (5-HMF), composto intermediário para fabricação do ácido 2,5-furanodicarboxílico (FDCA). Este último é utilizado na produção de um poliéster com proprieda-

des similares ou até superiores às do PET, polímero utilizado na fabricação de garrafas plásticas, embalagens e tecidos. O processo validado em laboratório começa com a desidratação da sacarose para formar o 5-HMF, que por sua vez é separado e oxidado a FDCA. Pesquisadores trabalham agora na otimização das etapas de separação e oxidação do 5-HMF, de forma que o processo global de produção do FDCA em escala de bancada possa ser avaliado economicamente. Caso o mesmo mantenha-se atrativo, serão iniciados testes em escala piloto.

Testes em laboratório utilizando amostras de açúcar (sacarose) para produção de plástico ▼



Foto: Talita Chaves (abr/2015)



Gás e Energia

Nesta seção são apresentados os resultados dos projetos relacionados ao segmento Gás e Energia, cujas linhas de pesquisa são dedicadas aos novos potenciais de gás natural, processamento e logística, visando redução de custos e agregação de valor. No biênio 2013-2014, os focos tecnológicos para este segmento compreendem: monetização de novos potenciais de gás natural em reservatórios convencionais e não convencionais terrestres nas bacias sedimentares interiores do Brasil; integração e flexibilidade na oferta e demanda de energia e gás natural; logística de gás natural; redução de custos; agregação de valor ao gás natural por meio da química do metano, através de tecnologias para obtenção de novos produtos nas plantas de fertilizantes e processamento de gás natural.

01

Alcançada a redução do teor de biureto necessária para a classificação de Ureia Premium nas Fábricas de Fertilizantes de Sergipe (Fafen-SE) e da Bahia (Fafen-BA)

Testes industriais comprovaram que as Fábricas de Fertilizantes de Sergipe (Fafen-SE) e da Bahia (Fafen-BA) alcançaram a redução do teor de biureto necessária para a classificação de Ureia *Premium*. O biureto é um composto orgânico contaminante formado no processo de síntese da ureia e precisa estar especificado ao valor máximo de 0,9% para que a ureia seja considerada no mercado como *Premium* e possa ser vendida a um preço superior à ureia tradicional. A Ureia *Premium* permite o alcance de nichos de mercado mais exigentes, como a produção do ARLA 32, nome comercial dado à solução com

Ureia a 32,5% usada em alguns veículos a diesel, para abatimento de gases nitrosos poluentes. Para que este objetivo fosse alcançado, as Fafen-BA e Fafen-SE, a área de negócios Gás & Energia – Gás-química e o Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes) implementaram melhorias operacionais que permitiram realizar ajustes finos no processo industrial. Na Araucária Nitrogenados estudos detalhados estão sendo conduzidos para buscar soluções operacionais que permitam, também, produzir ureia com baixo teor de biureto.

Uréia a granel em galpão na Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados da Bahia - FAFEN-BA

Unidade de Utilidades da Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados de Sergipe - FAFEN-SE

Foto: Juarez Cavalcanti / Banco de Imagens Petrobras (mar/2008)

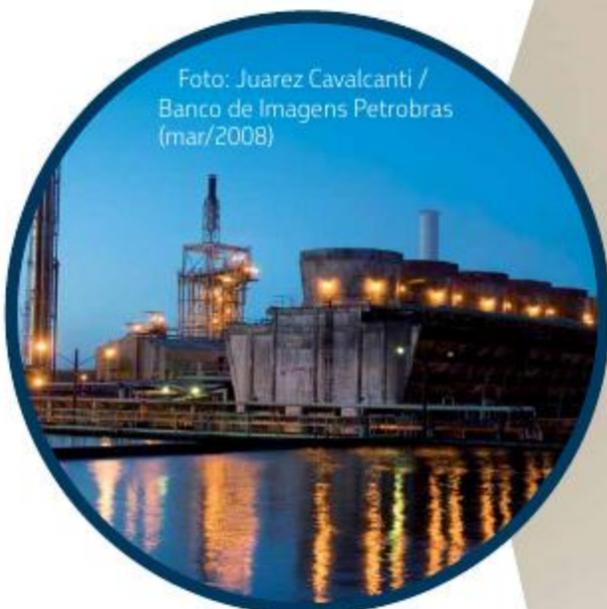
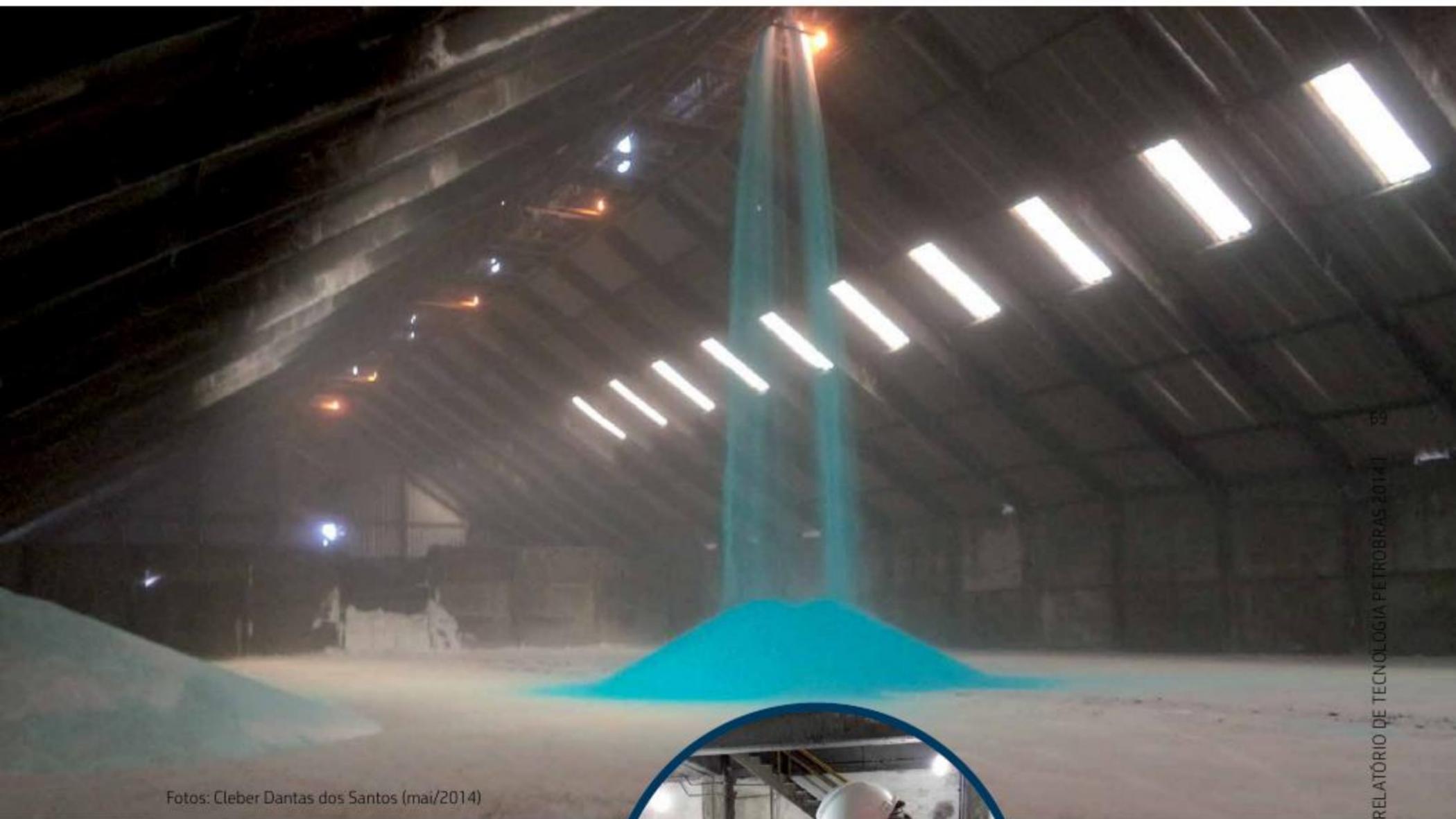


Foto: André Valentim / Banco de Imagens Petrobras (ago/2012)

02 *Testado com sucesso processo de incorporação do aditivo NBPT na ureia na Araucária Nitrogenados*



Fotos: Cleber Dantas dos Santos (mai/2014)

RELATÓRIO DE TECNOLOGIA PETROBRAS 2014 | 53

Os testes industriais comprovaram a incorporação bem-sucedida do aditivo inibidor de urease NBPT à ureia, através de mistura realizada diretamente na solução concentrada de ureia, antes da perolação. A enzima urease é contida naturalmente no solo e é responsável por degradar a ureia contida no fertilizante e por volatilizá-la em até 4 dias, levando a perdas de nitrogênio amoniacal de até 70%. O NBPT retarda a ação da urease, o que amplia a disponibilidade de nitrogênio para sua incorporação ao solo. Este tipo de fertilizante é utilizado para cultivos que demandam a fertilização por cobertura - aplicada sobre o solo, por cima da plantação -, como cana-de-açúcar, milho e frutas cítricas. Os testes foram realizados pelo Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes), pela área de negócios Gás & Energia – Gás-química e Araucária Nitrogenados.



- ▲ *Acima:*
Produção de lote experimental de ureia aditivada com NBPT, na FAFEN-PR
- ◀ *À esquerda:*
Coleta de amostra de ureia aditivada com NBPT para análise química e validação agrônômica

Estão programados testes agronômicos, para avaliação do produto em relação às perdas de nitrogênio no solo por volatilização da amônia. Serão avaliados, ainda, o período de validade, bem como o efeito da temperatura de armazenagem sobre o produto. Estão previstos novos testes para produção do fertilizante também nas fábricas de fertilizantes de Sergipe e Bahia.

Fotos: Paulo Cesar da Rosa Silva (ago/2013)



03 Avaliação do potencial eólico offshore através da primeira torre anemométrica instalada em ambiente marinho

Após um ano e meio da instalação da primeira torre anemométrica do país em ambiente *offshore*, os resultados preliminares apontam para importante potencial eólico em ambiente marinho além de resultados promissores do ponto de vista da viabilidade da utilização de dispositivos remotos para medição das condições do vento, visando a geração eólica *offshore*. Além de avaliar o perfil de velocidade do vento, essencial para a definição da altura de instalação dos aerogeradores, o teste de campo validou a capacidade de medição de dispositivo portátil Lidar (*Light Detection and Ranging*), instalado junto à torre. Para as alturas estudadas, as medições pelo dispositivo remoto são em geral muito próximas das medições da torre anemométrica, o que demonstrou ser bastante promissora sua aplicação em plataformas ou em outras instalações *offshore*. Em relação aos resultados de medição da torre anemométrica marítima, foi constatada maior uniformidade no perfil de velocidade em comparação a dados eólicos em terra, assim como valores consideráveis para a velocidade média do vento. A torre, de 80 metros de altura, foi instalada na plataforma PAG-2, localizada a 20 quilômetros da costa de Guamarê, no Rio Grande do Norte (RN). Estão previstos ainda estudos sobre a viabilidade técnica e econômica sobre a instalação de aerogerador *offshore* no Brasil. Este projeto conta com a parceria entre a Petrobras e o Centro de Tecnologias do Gás e Energias Renováveis (CTGAS-ER).

Torre anemométrica ▶



04

Realizada com sucesso primeira geração de energia solar da Usina Fotovoltaica Alto do Rodrigues◀ *Usina Fotovoltaica Alto do Rodrigues*

Foto: Fábio Luis Correia (set/2014)

A geração, na potência instalada de 0,1 MW, ocorreu como resultado de testes realizados em três dos quatro subsistemas que compõem a Usina Fotovoltaica Alto do Rodrigues, no estado do Rio Grande do Norte. O teste permitiu aprovar os circuitos internos pelos quais passou também a energia que foi gerada pelo subsistema restante. A energização de todos os subsistemas da usina, totalizando 1,1 MW, ocorreu no mês de agosto de 2014. A energia produzida por esta usina será descontada do consumo de prédios administrativos da Petrobras. Além do benefício ao meio ambiente – se comparada à gera-

ção a gás natural deixariam de ser emitidos anualmente cerca de 800 toneladas de carbono, caso se confirme a estimativa de geração de 1.900 MWh/ano – a usina capacitará a companhia para o desenvolvimento de novos projetos comerciais na área, além de qualificá-la para a participação em um eventual leilão. Com a construção da usina, localizada no mesmo terreno da Usina Termelétrica Jesus Soares Pereira, será possível avaliar o impacto de uma central fotovoltaica na rede elétrica, levantar o custo real da energia gerada e desenvolver estudos em conversores de potência. O projeto foi desenvolvido e coordenado pela Petrobras, desde sua concepção até a entrada em operação, através do trabalho conjunto da gerência executiva de Operações e Participações em Energia do Gás & Energia e do Cenpes.

05 **Iniciada produção de energia elétrica através de tecnologia fotovoltaica concentrada no Rio Grande do Norte**

Os três rastreadores instalados no pátio do Centro de Tecnologias de Gás e Energias Renováveis (CTGAS-ER), em Natal, no Rio Grande do Norte, produziram juntos, no primeiro mês de funcionamento, 3.150 kWh de energia elétrica. Em conjunto, os equipamentos possuem capacidade nominal de 30 kW. A geração de energia elétrica se dá a partir de módulos fotovoltaicos equipados com lentes de Fresnel, que concentram a luz em pequenas células de alta eficiência. Estas células possuem múltiplas junções, o que possibilita aproveitamento de uma faixa mais ampla do espectro de luz, diferentemente das células fotovoltaicas convencionais que possuem apenas uma junção. Dessa forma, as células utilizadas em sistemas

fotovoltaicos com concentração possuem, em média, o dobro da eficiência daqueles sistemas convencionais (38% e 18%, respectivamente). Para melhor aproveitamento da tecnologia fotovoltaica concentrada, o sistema deve ser instalado em locais com elevada incidência solar e baixa presença de nuvens. A energia elétrica começou a ser produzida em outubro de 2014 e será abatida do total de energia utilizada pelo CTGAS-ER mensalmente. Estima-se que a geração será da ordem de 43,5 MWh/ano. Em 2015 serão aprimorados modelos de estimativa da geração de energia elétrica a partir da fotovoltaica com concentração em qualquer ponto do território brasileiro.

06 Metodologias de soldagem visam maior qualidade e menor custo na manutenção de turbinas a gás

Para suportar as elevadas temperaturas de operação às quais são submetidos, os componentes usados em seções quentes de turbinas a gás são fabricados em materiais e ligas especiais, denominadas superligas. Estes materiais possuem metalurgia complexa e uma série de elementos em sua composição química que dificultam consideravelmente o seu reparo e a sua reutilização após uma campanha de operação. Por outro lado, o custo de recuperação desses componentes é de 10 a 25% de uma peça nova, trazendo redução dos custos de manutenção. Tendo como foco a reutilização destes componentes após campanha de operação, foram desenvolvidos metodologias e procedimentos inéditos no Brasil junto a fornecedores nacionais para a total recuperação das peças no país, sendo a soldagem de alta complexidade uma das etapas do processo de recuperação. Alcançando-se o domínio tecnológico desse processo, pretende-se realizar a manutenção das

seções quentes de turbinas a gás no Brasil, serviço totalmente realizado no exterior atualmente. Os ganhos esperados são o aumento na disponibilidade das máquinas em função da eliminação do tempo de transporte das peças e de desembaraço aduaneiro, possíveis reduções no custo de manutenção, melhor controle na qualidade dos serviços realizados e melhoria na previsão da vida útil de cada componente, identificando o momento mais adequado para a retirada da peça para reparos, manutenções ou descarte. São parceiros da Petrobras nesse trabalho o Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (Lactec), a Universidade Federal do Paraná (UFPR) e a Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Até o segundo semestre de 2015, está previsto o desenvolvimento das demais etapas de todo o processo de manutenção, incluindo tratamentos térmicos para rejuvenescimento, usinagem e aplicação de revestimento.

Aplicação de soldagem de alta complexidade em palheta móvel é uma das etapas de recuperação

Foto: Eduardo André Albereti (set/2014)







Biocombustíveis

Nesta seção são apresentados os resultados dos projetos relacionados ao segmento Biocombustíveis, cujas linhas de pesquisa são dedicadas ao desenvolvimento de tecnologias para a produção de bioprodutos. No biênio 2013-2014, os focos tecnológicos para este segmento compreendem as tecnologias para a produção de bioprodutos a partir da transformação química e biológica da biomassa.

01 *Avaliação de impactos de aumento do teor de etanol na gasolina*

Entre os meses de julho a outubro de 2014, foi realizado pela Petrobras um estudo para avaliar os impactos do aumento de 2,5% no teto do teor de etanol da gasolina hoje comercializada no país. Com a avaliação das variáveis emissões, consumo e desempenho veicular, associada a análises físico-químicas da gasolina com diferentes teores de etanol (22%, 25%, 27,5% e 30%) em diferentes veículos e motos, foi demonstrado ser tecnicamente viável a mudança do teto para 27,5%. Hoje, esse teor de etanol na gasolina pode variar entre 18% e 25%, valor ditado pelo Ministério da Agricultura a depender do cenário nacional vigente. Com uma crescente demanda por gasolina em função do aumento da frota nacional associada à limitação de novos aumentos do combustível pelo governo, um possível aumento do teor de etanol na mistura da gasolina comercializada no país para 27,5% poderia ser benéfico para a Petrobras, uma vez que possibilitaria a substituição de parte da gasolina importada por álcool. Para a realização desse estudo, pedido feito pelo governo (Casa Civil) diretamente à presidência da

Petrobras, foi formado um grupo de trabalho com representantes de todos os setores envolvidos. Além da Petrobras, faziam parte a União da Indústria de Cana-de-açúcar (Unica), a Associação Brasileira das Empresas Importadoras e Fabricantes de Veículos Automotores (Abeifa), a Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (Anfavea), o Instituto Nacional de Tecnologia (INT), o Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro), a Associação Brasileira dos Fabricantes de Motocicletas, Ciclomotores, Motonetas, Bicicletas e Similares (Abraciclo) e os seguintes ministérios: Ministério de Desenvolvimento da Indústria e Comércio (MDIC), Ministério de Minas e Energia (MME) e Ministério do Meio Ambiente (MMA). Os testes foram feitos nas instalações do Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes), na pista do Centro de Avaliações do Exército (CAEx-Marambaia) e no Laboratório de Ensaio de Emissões de Gases em Ciclomotores do Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento (Lactec).

▼ *Testes na pista do Centro de Avaliações do Exército (CAEx-Marambaia)*



02 **Produção de 400 galões de gasolina e 800 galões de diesel a partir de processamento de bio-óleo de madeira**

A Petrobras realizou de forma pioneira a produção, em escala de demonstração, de correntes de gasolina e diesel celulósicos, através do processamento de bio-óleo, produto líquido do processo termoquímico de pirólise da serragem de madeira de pinho. A técnica foi aplicada em uma unidade de craqueamento catalítico (FCC), pertencente ao Parque Tecnológico da Industrialização do Xisto – SIX, mineradora da Petrobras, situada em São Mateus do Sul (PR). Nesta unidade, foram realizados diversos testes variando temperatura de reação e a percentagem de bio-óleo em relação à carga normal da unidade (gasóleo pesado – GOP). Os resultados comprovaram o potencial de uso de correntes renováveis de origem celulósica em uma refinaria convencional, sendo necessárias somente pequenas adaptações na unidade de FCC. Ao final foram gerados 400 galões de gasolina e 800 galões de diesel a partir do craqueamento de 5% do bio-óleo e 95% de GOP. Os produtos ge-

rados foram enviados aos Estados Unidos para hidrogenação por uma companhia de petróleo americana a fim de enquadrá-los quanto à especificação de enxofre para aquele mercado. Após essa etapa, o diesel e a gasolina hidrogenados foram enviados ao *Southwest Research Institute (SWRI)* para testes em motor, tendo ambos os combustíveis atendido a todas as especificações. Estes resultados foram enviados à *Environmental Protection Agency (EPA)* para início do processo de obtenção dos chamados *RIN numbers*, que permitem a captação de subsídios oferecidos pelo governo americano, o que viabilizará a primeira rota de produção de gasolina e diesel de origem celulósica do mundo gerados através de processos de refino convencionais. Foi finalizada ainda pelo *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* a análise técnico-econômica desta rota. Esta instituição calculará também a redução nas emissões de gases de efeito estufa alcançada.

03 **Utilização de óleo de Tilápia como matéria-prima para produção de biodiesel na Usina de Quixadá, no Ceará**

Testes coordenados pelo Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes) não identificaram impeditivos técnicos para que o óleo de tilápia – produzido a partir principalmente das vísceras do pescado – seja misturado em até 10% ao sebo bovino bruto, uma das principais matérias-primas utilizadas para a produção de biodiesel. Para a produção do biodiesel na Usina de Quixadá foram adquiridos 30.000 litros de óleo de tilápia a um custo de 80% do preço do sebo bovino. Parte desse óleo havia sido obtida com o auxílio da “Máquina de Biopeixe”, um equipamento especialmente desenvolvido para este fim pelo Núcleo de Tecnologia Industrial do Ceará (Nutec). Os resultados obtidos nesses testes foram entregues à Petrobras Biocombustível em setembro de 2014 e, já no mês seguinte, o material foi processado na unidade industrial. A iniciativa é resultado de um memorando de entendimentos para ampliar programas cooperativos com

foco na pesquisa e produção de biodiesel a partir de matéria-prima residual de pescado, assinado pela Petrobras Biocombustível e o Ministério da Pesca e Agricultura em 2012. Além de potencialmente mais barato, o óleo é produzido por cooperativas locais de pescadores, o que permite enquadrá-lo nas exigências do Selo Combustível Social, um conjunto de medidas do governo brasileiro que visa estimular a inclusão social de produtores familiares na cadeia produtiva do biodiesel. A produção brasileira de tilápia ultrapassa 200.000 toneladas por ano, das quais 10% representam as vísceras do peixe. Essas vísceras não são aproveitadas para o consumo humano e, usualmente, não encontram outra destinação, tornando-se um passivo ambiental. Estima-se que entre 50% e 70% da massa total de vísceras pode ser convertida em óleo.



◀ **Amostras de biodiesel obtidas em laboratório do Cenpes**

Foto: Talita Chaves (fev/2014)

04

Capacitação de agricultores familiares promovida pela Petrobras busca maior produção de mamona no semiárido brasileiro

Foram instaladas 12 Unidades de Testes e Demonstração (UTDs) para aprimorar o cultivo da mamoneira, na Bahia, em Minas Gerais e no Ceará, com o objetivo de contribuir para o aumento da produtividade dos agricultores familiares parceiros da Petrobras Biocombustível. O projeto "Pesquisa Participativa e Transferência de Tecnologia para Produção Sustentável da Mamoneira no Semiárido Brasileiro" capacitou 155 agricultores na safra 2013/2014 e os resultados preliminares apontaram um potencial de aumento de 30% na produtividade local. Nas UTDs, são instalados e testados vários tratamentos de adubação, bem como o plantio consorciado com diferentes cultivares, especialmente o feijão, a fim de indicar o sistema de produção que proporciona a melhor relação custo/benefício para o agricultor. O projeto, fruto de uma parceria entre a Petrobras e a Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária (Embrapa), está alinhado à estratégia da companhia de incentivo ao cultivo dessa oleaginosa no semiárido. A estimativa é

instalar 46 UTDs e capacitar, ao todo, 966 agricultores. A Petrobras Biocombustível possui quatro usinas de biodiesel, em Montes Claros (MG), Candeias (BA), Quixadá (CE) e Guamaré (RN), essa última aguardando apenas a liberação da ANP para operar comercialmente. As três usinas em operação, localizadas no semiárido brasileiro, possuem o Selo Combustível Social, que é concedido pelo Ministério do Desenvolvimento Agrário (MDA) às empresas que inserem os agricultores familiares na cadeia produtiva do biodiesel, prestando assistência técnica e garantindo a compra da produção de oleaginosas. O selo é importante para as indústrias de biodiesel, pois garante maior competitividade nos leilões de venda organizados pela ANP. Atualmente, para manter o Selo, a Petrobras Biocombustível adquire grãos de oleaginosas de 6.252 agricultores familiares localizados no semiárido.

▼ Unidade de teste de demonstração na Bahia



Foto: Embrapa Algodão (mai/2014)



Foto: Rogério Reis (Julho/2006)

▲ Coco do dendê – fruto da palmeira Dendezeiro



▲ Plantio de palma do dendê em terras arrendadas pela Petrobras Biocombustíveis/GALP no Pará, nos municípios de Tomé-Açu e Tailândia.

05 Nova solução para obtenção de etanol de segunda geração feito de resíduos de palma

Em paralelo às pesquisas para o aproveitamento de bagaço de cana-de-açúcar para produção de etanol de segunda geração, pesquisadores da Petrobras avaliam uma nova matéria-prima: o cacho vazio de palma (dendê), resíduo da extração do óleo do fruto. A solução - desenvolvida no Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes) - identificou, em estudos recentes, que o cacho possui em sua composição 40% de celulose e 20% de hemicelulose (indicativos da concentração de açúcares), teores bem similares ao do bagaço e propícios para produção de etanol. A nova solução pesquisada pela companhia para os resíduos de palma utiliza metodologia similar ao processo aplicado com o bagaço de cana e já teve sua viabilidade comprovada em testes de laboratório. Ensaios laboratoriais encerrados em novembro de 2014 possibilitaram a otimização das condições de pré-tratamento para maximização da recu-

peração de açúcares e confirmaram o potencial desta matéria-prima. Para 2015, estão previstos testes em escala piloto. O projeto de pesquisa está alinhado ao projeto de produção de óleo de palma e de biodiesel que a Petrobras Biocombustível implementa no Pará. O empreendimento já conta com 40 mil hectares plantados e previsão de chegar a 60 mil até 2016. Com este potencial de produção agrícola - atualmente em fase inicial - e de geração de cacho vazio, o estudo poderá auxiliar na definição da estratégia para o aproveitamento dos resíduos da palma e para agregar valor à cadeia de produção. A iniciativa também se apresenta como uma oportunidade para a companhia atender parte da demanda da Região Norte com o etanol produzido localmente, em substituição ao combustível proveniente de outras regiões do país.





Transversais e de Sustentabilidade

Nesta seção são apresentados os resultados dos projetos relacionados aos temas Transversais e de Sustentabilidade. As diretrizes de segurança, meio ambiente, saúde e sustentabilidade, que devem ser priorizadas nas carteiras de projetos de desenvolvimento tecnológico, estão representadas nos focos tecnológicos ligados a estes temas e que estão presentes em todas as áreas de negócios da companhia. No biênio 2013-2014, os focos tecnológicos para estes temas compreendem: construção e montagem; otimização de processos produtivos, com ênfase nas tecnologias de automação, controle, simulação, no aumento da eficiência energética e na manutenção das instalações; integridade, segurança e confiabilidade; CO₂ e outras emissões; água e áreas impactadas, com ênfase em tecnologias para identificação e recuperação de ambientes impactados.



Foto: Moisés Reis Almeida (março de 2014)

Treinamento do sistema SDVO na sala de controle de oleodutos, em Carmópolis (UO-SEAL).

01 Sistema para detecção de vazamentos aplicado em oleoduto da UO-SEAL permite redução de custos

O Sistema de Detecção de Vazamentos de Óleo (SDVO) foi implantado no oleoduto Coqueiro-Entroncamento, o quarto da Unidade Operacional de Sergipe e Alagoas (UO-SEAL) a receber o *software*, cujos testes indicaram a eficiência operacional do sistema. O SDVO, que já atua com sucesso também em 17 oleodutos submarinos da UO-BC, simula o escoamento do óleo dentro do duto a partir de dados de pressão, vazão e temperatura captados por sensores instalados nos dois extremos do oleoduto. O cruzamento dessas informações permite ao sistema reconhecer a "assinatura do vazamento"

e, assim, determinar a localização do mesmo, hora de início e o tamanho da perda de fluido sofrida. Os dados são acompanhados em tempo real e um alarme visual e sonoro é acionado em caso de vazamento. Desenvolvido pela Petrobras, o sistema substitui e aprimora os recursos oferecidos por *softwares* comerciais semelhantes, o que promove uma redução de custos a partir de 250 mil dólares por oleoduto. A Petrobras desenvolve atualmente um visualizador que permitirá aos técnicos o acompanhamento *online* dos oleodutos monitorados pelo SDVO.

02 *Desenvolvimento de novo sistema de monitoramento por fibra ótica para risers flexíveis*

O Colar de Fibra Ótica 3D (CFO 3D) complementa a inspeção visual e permite identificar, de forma antecipada, segura, em tempo real e com alta precisão, eventuais deformações circunferenciais, axiais ou torções na estrutura de *risers* flexíveis que possam indicar o comprometimento da integridade dos mesmos. O sistema foi instalado em dois *risers*, de exportação e produção de gás, interligados ao navio-plataforma *Floating, Production, Storage and Offloading* (FPSO) Cidade de Vitória, no campo de Golfinho. Os dados coletados pelos sensores acoplados aos dutos são enviados através da própria fibra ótica até a central de monitoramento localizada na plataforma e podem ser acessados remotamente através da

intranet. Como os *risers* flexíveis são acoplados à plataforma, precisam suportar, além do próprio peso, as forças relativas aos movimentos naturais da plataforma e esforços ambientais variáveis. Dessa forma, o monitoramento ótico contínuo pode oferecer, de forma antecipada, mais detalhes sobre danos nas camadas de tração que compõem os dutos e que podem levar à falha estrutural dos mesmos. O desenvolvimento deste sistema foi feito em parceria com a Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ). Além de coletar e analisar os dados enviados pela unidade instalada, a Petrobras já está avaliando a aplicação deste sistema em outros dutos estratégicos para a companhia.

Empregado realiza limpeza em riser para melhorar adesão dos sensores de fibra ótica ▶



Foto: Robert Llerena - PUC-Rio (Janeiro/ 2014)

03 *Desenvolvida nova tecnologia para revestimento anticorrosivo de juntas de campo soldadas*

A nova tecnologia, desenvolvida em conjunto pela Petrobras e a empresa MEI, para revestimento anticorrosivo de juntas de campo soldadas de dutos revestidos com polietileno ou polipropileno tripla camada, é uma alternativa aos atuais revestimentos. A solução utiliza como matéria-prima a poliureia híbrida, tem ferramentas que proporcionam a aplicação de forma mais eficiente e confiável, em procedimento padronizado, de baixa interferência humana. Além disso, possui desempenho superior à solução atualmente utilizada, demanda baixa necessidade de preparação superficial e é de fácil reparo em campo. A nova tecnologia é 100% nacional, contribuindo para a política de conteúdo local, e não tem

necessidade de mão de obra especializada. Desenvolvida em projeto de pesquisa da Petrobras, a solução gerou patente internacional e foi vencedora do Prêmio de Inovação Tecnológica ANP na categoria "Inovação tecnológica desenvolvida no Brasil por micro, pequena ou média empresa fornecedora em colaboração com empresa petrolífera". A tecnologia se aplica às novas obras de dutos ou à reabilitação de dutos já existentes. Além de ter sido testado com sucesso no oleoduto Caraguatatuba-Vale do Paraíba (OCVAP) em Paraibuna, o produto foi considerado qualificado pelo Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj) após testes feitos no final de 2014 e está disponível para utilização.



04 **Redução do tempo de análise em dutos com corrosão com uso de novos programas computacionais**

Os dois *softwares*, desenvolvidos pela Petrobras em conjunto com a Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), realizam análises em dutos com defeitos de corrosão com carregamento de pressão e cargas de tração/compressão, via modelos de elementos finitos (MEF). O primeiro, Cordut_M, gera rapidamente modelos mais precisos e confiáveis, em comparação ao método anteriormente utilizado. O segundo, Cordut_A, realiza as análises com os modelos gerados no Cordut_M. O grande benefício do sistema Cordut é a redução do tempo necessário para geração do modelo e realização da análise. A geração do modelo que requeria de 40 a 60 dias passou a ser feita em aproximadamente seis minutos. A realização da análise que requeria em torno de 30 dias passou a ser feita em aproximadamente cinco dias. Isto permitirá agilidade na tomada de decisão quando forem detectados defeitos de corrosão com *pig* instrumentado (equipamento de inspeção de duto). Como próximos passos, está previsto

o aperfeiçoamento dos modelos, que será realizado pela UFPE, incorporando análises de problemas de corrosão externa de dutos que transportam produtos aquecidos, devido à deterioração do revestimento externo.

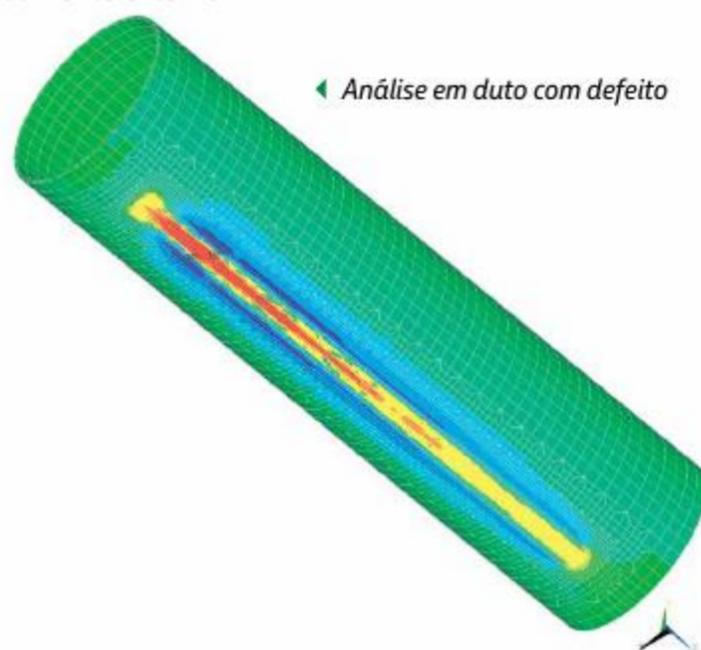


Ilustração: Edmundo Andrade

◀ *Análise em duto com defeito*

05 **Realizada Avaliação dos Ciclos de Vida (ACVs) da produção de biocombustíveis em comparação à produção de combustíveis de origem fóssil**

De forma pioneira, a Petrobras realizou um estudo de Avaliação dos Ciclos de Vida (ACVs) sobre o desempenho ambiental em cada etapa das rotas produtoras de biocombustíveis e combustíveis de origem fóssil, desde a captação das matérias-primas (cana-de-açúcar, soja, sebo, algodão, mamona e palma, além de óleo extraído) até os produtos finais (etanol, biodiesel, diesel, gasolina e gás natural). O estudo seguiu normas reguladoras como a ISO 14040 e a ISO 14044, contemplando categorias de impacto e indicadores ambientais, como potencial de acidificação, aquecimento global, ecotoxicidade aquática, toxicidade humana, demanda energética e uso de água. A Petrobras contou com a parceria do Instituto Alemão Fraunhofer, que fez a transferência da tecnologia aplicada, e da Universidade Federal de Brasília (UnB), que customizou a modelagem da ACV para os processos de produção da companhia. Na primeira fase, durante

2011, os dados foram coletados no navio plataforma *Floating Production Storage and Offloading* (FPSO) P-57, localizada no campo de Jubarte, na Refinaria Replan, na Total Agroindústria Canavieira S.A. (atualmente Bambuí Bioenergia S.A., que possui uma usina de etanol em Bambuí, Minas Gerais), nas usinas de biodiesel da Petrobras Blocombustível e com fornecedores de matéria-prima agrícola para Petrobras. Como resultado preliminar, a ACV permitiu uma análise integrada dos diferentes impactos ambientais e a identificação de pontos de melhoria em ambos os processos de produção (combustíveis de origem fóssil e biocombustíveis). A utilização desse tipo de ferramenta de análise permite definir ações estratégicas de sustentabilidade e responsabilidade ambiental capazes de gerar economia de custos e mitigação de riscos. Novas avaliações estão previstas para serem feitas com biocombustíveis de segunda geração.

06 **Novo software amplia vantagem competitiva nos processos de caracterização, avaliação de risco e remediação de áreas impactadas**

O simulador numérico “Solução Corretiva Baseada no Risco” (SCBR) foi desenvolvido como ferramenta de apoio à tomada de decisão no gerenciamento de áreas contaminadas por derivados de petróleo, assim como para estudos de impacto ambiental e previsões do comportamento de contaminantes. Sua aplicação está voltada aos cenários acidentais de derramamento de hidrocarbonetos de petróleo e biocombustíveis em empreendimentos petrolíferos terrestres, atendendo às especificidades das áreas operacionais da Petrobras. O SCBR é capaz de modelar o fluxo e transporte de contaminantes no solo e águas subterrâneas, calcular e mapear o risco à saúde humana, considerando diversas rotas de exposição, além de simular a aplicação de diversas tecnologias de remediação, contemplando a heterogeneidade do aquífero. Os modelos matemáticos para degradação dos poluentes, implementados no simulador, são resultados de experimentos de campo, realizados ao longo de 20 anos, em parceria com a Universidade Federal de Santa Catarina, na Fazenda Expe-



▲ Experimento de campo na Fazenda de Ressacada (UFSC)

rimental da Ressacada (SC). A ferramenta, desenvolvida pela Petrobras em parceria com a empresa ESSS, foi implantada de forma customizada pela empresa W2S3 e já está disponível em 22 unidades operacionais de cinco áreas de negócio da companhia. Atualmente, em função de solicitações, a Petrobras estuda a possibilidade de fornecimento de licença de uso da ferramenta por órgãos ambientais, universidades e fornecedores da companhia.

07 **Implantação do primeiro laboratório de campo de MMV da América Latina para o armazenamento geológico de CO₂ onshore**

Localizado no *campus* agrícola da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), o primeiro laboratório de campo da América Latina para validação de técnicas de Medição, Monitoramento e Verificação (MMV) de CO₂ foi construído com recursos de cerca de US\$ 4,5 milhões da Petrobras. Ele permite a condução de ensaios de vazamento controlado do CO₂ para a identificação de um conjunto de ferramentas e técnicas que garantam a segurança de um sítio de armazenamento geológico. Os primeiros resultados do sítio experimental apontam duas técnicas de detecção de CO₂ bastante promissoras – caracterização geométrica e monitoramento de gases do solo. Existem também outras

linhas de pesquisa em andamento que buscam a identificação de potenciais vazamentos por meio da investigação do impacto do CO₂ na flora local, na atmosfera e em aquíferos. Na próxima fase do projeto, novos experimentos serão conduzidos no campus de Viamão da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUC-RS), cujas características geológicas são mais próximas àquelas de potenciais sítios de armazenamento geológico de CO₂. Além da UFSC e da PUC-RS, são parceiros da Petrobras nessa linha de pesquisa a Universidade Estadual Paulista (Unesp), o Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares (Ipen) e a Universidade Estadual de Montana (EUA).

08 Metodologia garante reparo de dutos em segmentos não retos com uso de materiais compósitos

Foram concluídos testes que comprovam a eficiência de material compósito no reparo de trechos não retos de dutos que operam em pressões elevadas e possuem defeitos com perda de espessura até 70%, garantindo a integridade estrutural. O material compósito, constituído de fibra de vidro ou carbono e resina epóxi, foi aplicado a doze provas tubulares de aço (API 5L Gr B), com diferentes diâmetros e curvaturas. Além de apresentarem irregularidades geométricas, esses trechos possuem concentradores de tensões que, quando associados a defeitos do tipo perda de espessura, podem levar a falhas prematuras do sistema. Os reparos tradicionais com materiais

metálicos são confeccionados sob medida, o que inviabiliza reparo emergencial. Os testes apresentaram resultados satisfatórios, seguindo os preceitos da norma internacional de reparo de tubulações por material compósito (ISO 24817). O material compósito foi fabricado pelas empresas Rust Engenharia e TDW e os trabalhos foram conduzidos por equipe liderada pela Petrobras, com participação do Centro de Tecnologia de Dutos (CTDUT) e Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ). A Unidade Operacional da Bacia de Campos (UO-BC) já está aplicando tal metodologia para recuperar algumas tubulações de plataforma.

Aplicação de camada com material compósito em reparo de duto

Foto: Luiz Daniel Monte Negro (maio/2013)

09

Teste piloto comprova eficácia de novo sistema de monitoramento aquífero contra contaminação por derivados de petróleo

O projeto "Rede Telemétrica de Monitoramento Multi-parâmetros para Água Subterrânea (Aquitel)", que tem parceria com a Universidade Estadual Paulista (Unesp), foi instalado como piloto na Refinaria de Paulínia (Replan). Atualmente, o sistema está equipado para receber dados em tempo real sobre nível d'água, condutividade elétrica, temperatura e hidrocarboneto total de petróleo (TPH), assim como de benzeno, tolueno, etilbenzeno e xileno (BTEX). Essas medições obtidas de forma automatizada garantem uma melhor avaliação das variações que ocorrem no aquífero ao longo do tempo, o que

é fundamental em casos de necessidade de remediação ou utilização deste aquífero para abastecimento das unidades operacionais. Além disso, os resultados obtidos alimentam um banco de dados que auxiliam o gerenciamento ambiental da área, subsidiando na tomada de decisões. O monitoramento continuará sendo realizado até o final do primeiro semestre de 2015, quando será avaliada a confiabilidade do sistema atuando em modo contínuo e, com isso, a possibilidade de replicação para outras unidades operacionais.

88

RELATÓRIO DE TECNOLOGIA PETROBRAS 2014 |



Foto: Rogério Bordinon (outubro/2014)

Detalhe dos módulos de gerenciamento de dados do sistema de monitoramento.



Foto: Rogério Bordinon (abril/2014)

◀ Unidade de monitoramento telemétrico piloto instalada em poço de monitoramento de água subterrânea

10 **Caracterização e monitoramento de ambientes marinhos sensíveis contribuem para melhor gestão ambiental da Petrobras em suas áreas de atuação**

A atividade de caracterização permite conhecer ambientes sensíveis, como bancos de corais e rodolitos (algas), de forma a subsidiar a gestão ambiental da companhia. São realizados não só o mapeamento das áreas de provável ocorrência das comunidades de fundo, através do levantamento de dados geofísicos, como também a caracterização e monitoramento destes ambientes por meio de ROV (*Remotely Operated Vehicle* – Veículo Operado Remotamente). O trabalho é realizado por equipe multidisciplinar, envolvendo diferentes Áreas de Negócios da companhia, sendo emitidos laudos e pareceres técnicos indicando melhor alternativa de rota ou locação para atividades de perfuração, interligação de poços,

ancoragem de plataformas, instalação e desmobilização de estruturas submarinas, contribuindo para a redução de impactos à companhia. Somam-se cerca de 700 laudos produzidos desde 2008, tendo concluídos até 2014 quatro projetos de monitoramento de dutos submarinos: Sul – Capixaba; Uruguá – Mexilhão; Tupi – Mexilhão e gasoduto da P-62, em Roncador. Estão em andamento os projetos das rotas dos gasodutos Sul – Norte Capixaba, no Espírito Santo, Cernambi-Cabiúnas (Rota Cabiúnas) e da P-63, em Papa-Terra.

Detalhe da fauna associada a um banco de corais de águas profundas identificado na Bacia de Santos. Na imagem podem ser observados diferentes tipos de corais e esponjas. Profundidade aproximada de 800 metros.



Glossário

AEROGERADOR

Dispositivo destinado a converter a energia cinética contida no vento em energia elétrica.

ÁGUAS PROFUNDAS

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

ÁGUAS ULTRAPROFUNDAS

Acima de 1.500 metros (4.921 pés) de profundidade.

ANM

Árvore de Natal Molhada - Equipamento submarino composto por um conjunto de válvulas operadas remotamente por acionadores hidráulicos, sensores de pressão e de temperatura. É instalado na cabeça do poço de completação molhada, no leito marinho.

CABOTAGEM

Navegação entre portos marítimos de um mesmo país.

CRAQUEAMENTO CATALÍTICO

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

CROMATOGRAFIA

Técnica de separação de misturas e identificação de seus componentes.

DESTILAÇÃO

Processo pelo qual os líquidos são separados ou refinados por vaporização seguida de condensação EPR (*Early Production Raiser*).

FÁCEIS

Designação genérica que significa a existência de variações entre diferentes conjuntos de rochas e que podem ser relativas à composição química, ao tamanho dos minerais, condições de temperatura e pressão, estruturação dos depósitos sedimentares ou vulcânicos, ou ambientes de sedimentação.

FATOR DE RECUPERAÇÃO

Razão entre o volume recuperável e o original, ou seja, o percentual do volume original que se espera produzir de um reservatório.

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.

FRACIONAMENTO

Processo pelo qual é realizada a separação das várias frações do petróleo, de acordo com suas temperaturas de ebulição.

GAS LIFT

Método de produção baseado na injeção controlada de gás no poço produtor.

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.

GNL

Gás Natural Liquefeito – Mistura de hidrocarbonetos (metano, etano, propano e butano), em geral contendo dióxido de carbono, nitrogênio, enxofre, sedimentos e água, e que nas condições atmosféricas se apresenta no estado gasoso.

MATERIAL COMPÓSITO

Formado pela combinação de dois materiais-base, na qual o material, chamado fase de reforço, encontra-se na forma de fibras, placas ou partículas embebidas no outro material, chamado matriz.

REMEDIÇÃO

Conjunto de técnicas e operações que visam anular os efeitos nocivos, seja ao ser humano, seja ao restante da biota, de elementos tóxicos num determinado sítio.

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

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 e que, por conta de sua constituição, tem flexibilidade maior do que aqueles fabricados com tubos metálicos rígidos.

RISER RÍGIDO

Riser fabricado em tubos de aço rígido, que na interligação entre a linha de produção e a unidade estacionária de produção (UEP), assume a conformação de uma catenária livre.

TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

Tecnologia que converte a radiação solar diretamente em eletricidade.

TLD

Teste de Longa Duração.

TORRE ANEMOMÉTRICA

Torre onde estão instalados sistemas para medição da direção e velocidade dos ventos.

UNIDADES DE MEDIDA E ABREVIATURAS

oAPI – Medida padrão da densidade de petróleo desenvolvida pelo American Petroleum Institute

bbls – barris

blpd – barris de líquido por dia

bopd – barris de óleo por dia

bpd – barris por dia

kg/h – quilograma por hora

kgf/cm² – quilograma-força por centímetro quadrado

m³/d – metros cúbicos por dia

m/h – metro por hora

Nm³/d – normal metros cúbicos por dia

ppm – partes por milhão

DIRETORIA EXECUTIVA



Aldemir Bendine
Presidente



Hugo Repsold Júnior
Diretor da Área de Negócio de Gás e Energia



Ivan de Souza Monteiro
*Diretor da Área Financeira e de
Relacionamento com Investidores*



João Adalberto Elek Junior
Diretor de Governança, Risco e Conformidade



Jorge Celestino Ramos
Diretor da Área de Abastecimento



José Eduardo de Barros Dutra
Diretor da Área Corporativa e de Serviços



Roberto Moro
Diretor da Área de Engenharia, Tecnologia e Materiais



Solange da Silva Guedes
Diretora da Área de Negócio de Exploração e Produção

EXPEDIENTE

RESPONSÁVEIS PELAS INFORMAÇÕES

André Cordeiro

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

COORDENAÇÃO EDITORIAL

Cristina Velloso e Liza Albuquerque

REDAÇÃO

Liza Albuquerque, Fábila Andérez (S2 Publicom), **Mário César Filho** (Protemp),

Vanessa Penna (Protemp) e **Kamylle Bruno** (S2 Publicom)

PRODUÇÃO EDITORIAL

Liza Albuquerque, Cristina Velloso, Ketty Albuquerque Leite (Radix) e **Mário César Filho** (Protemp)

REVISÃO

Liza Albuquerque, Cristina Velloso, Cláudio Ribeiro Rodrigues Alves, Ketty Albuquerque Leite

(Radix) e **Mário César Filho** (Protemp)

PROJETO GRÁFICO

Luciano Skorianez (Protemp) e **Cícero Sidronio** (S2 Publicom)

DIAGRAMAÇÃO

Luciano Skorianez (Protemp), **Cícero Sidronio** (S2 Publicom), **Milton Luiz** (Protemp)

e **Márcio Miranda** (Hope)

CAPA

Luciano Skorianez (Protemp) e **Márcio Miranda** (Hope)

Publicado em setembro de 2015, referente ao período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2014

As fotos cujas autorias não estão creditadas pertencem ao Arquivo Petrobras.

Todos os direitos reservados.

